

REPÚBLICA DEL ECUADOR

INSTITUTO DE ALTOS ESTUDIOS NACIONALES

FACULTAD DE SEGURIDAD Y DESARROLLO

XXXII CURSO SUPERIOR DE SEGURIDAD Y DESARROLLO, CON MENCION EN GESTION PUBLICA Y GERENCIA EMPRESARIAL



PLAN PILOTO DE AUTOMATIZACION DE INSTALACIONES PETROLERAS PARA DESPACHO DE COMBUSTIBLES EN EL TERMINAL DE SANTO DOMINGO

Tesis presentada como requisito para optar el Grado de Magister en
Seguridad y Desarrollo

Autor: Ing. Quim. Rodrigo Moreano Mantilla

Asesor: CPNV. EMC. Galo Alemán Ruiz

Quito, junio del 2005



Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

DEDICATORIA

*A mi Esposa María Eugenia y a mis hijos
Francisco, Andrés y Patricia Margarita por
Apoyarme en mi deseo de superación.*



AGRADECIMIENTO

A Dios, por iluminar cada paso, ayudándome a subir un peldaño más en mi vida, Ser Supremo, soporte de mi existencia.

A Petroecuador, que me dio la oportunidad de realizar esta Maestría, y el conocimiento de la realidad de mi país.

Al Instituto de Altos Estudios Nacionales, Asesores y Maestros, por habernos compartido sus conocimientos

Al CPNV.EMC. Galo Alemán R. Director de la presente Tesis por su acertada guía académica.

INDICE GENERAL

CONTENIDO	PÁG.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
<i>Antecedentes e Información General</i>	
1.1. Creación de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana CEPE	5
1.2. Creación de la Empresa Petrolera Ecuatoriana Petroecuador.	10
1.3. El Petróleo en el Ecuador.	14
1.4. Importancia del petróleo.	19
1.5. Producción nacional del petróleo.	29
1.6. PETROCOMERCIAL Filial de PETROECUADOR.	36
1.7. Misión, Visión y Objetivos.	42
1.8. Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas.	43
1.9. Organización Administrativa.	
CAPITULO II	
<i>Base Legal y Normativa para el Movimiento de Producto en Terminales.</i>	
2.1. Normas vigentes para el movimiento de producto en terminales	51
2.2. Glosario de términos petroleros utilizados en Petrocomercial.	52
CAPITULO III	
<i>Terminal de Santo Domingo</i>	
3.1. Descripción del Terminal	57
3.2. Recepción de productos al Terminal	58
3.3. Capacidad de almacenamiento.	60
3.4. Despachos de productos desde el Terminal	60
3.5. Balance oferta demanda.	71
3.6. descripción de equipos existentes, isometrías, fotografías,	74
3.7. Sistema de seguridad industrial.	88
3.8. Sistema de seguridad física.	98
CAPITULO IV	
<i>Propuesta de Automatización del Terminal de Santo Domingo</i>	
4.1. Objetivo	118
4.2. Automatización de la recepción de productos al Terminal	134
4.3. Automatización de los tanques de almacenamiento del terminal	140
4.4. Automatización de los despachos de productos del terminal	142
4.5. Automatización del sistema de seguridad industrial Terminal.	148
4.5. Automatización del sistema de seguridad física del Terminal.	151



PDF
Complete

*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

v

CAPITULO V

Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones	170
5.2. Recomendaciones	172
5.3. Bibliografía	175
5.4. Glosario de términos	177
5.5. Anexos	



PDF
Complete

*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

INTRODUCCION

Actualmente el petróleo en el mundo constituye la fuente principal de energía debido a su fácil explotación, mayor volumen de producción y alta rentabilidad en comparación con la gran variedad de recursos disponibles en la naturaleza, entre las más importantes están el carbón, la madera, el alcohol y la biomasa. Además el aprovechamiento de las energías solar, hidráulica, eólica y nuclear difícilmente desplazarían al petróleo.

En el Ecuador las reservas de crudo son cuantiosas y cada vez están buscando nuevos yacimientos, es así que en estos tiempos las exportaciones de petróleo representan el principal ingreso de divisas para el Estado, ya que su economía depende en su mayor parte de la bondad de este recurso.

El petróleo tiene aplicaciones múltiples como la de obtener productos combustibles, los cuales generan electricidad en plantas termoeléctricas, moviliza los medios de transporte, pone en marcha los procesos de producción, y constituye la materia prima fundamental para la elaboración de plásticos, fertilizantes, cauchos, fibras textiles, pinturas, solventes entre otros.

Como es de conocimiento, el petróleo es un recurso no renovable, por lo tanto tiene que darse una utilización racional, para lo cual es de vital importancia seleccionar los tratamientos de separación de impurezas, conocer su composición química, definir sus propiedades fisicoquímicas, evaluar rendimientos en productos, y caracterizar cada una de sus fracciones.

Cabe resaltar que los derivados del petróleo para su comercialización deben cumplir con especificaciones técnicas exigidas por el Gobierno

Nacional a través del Instituto Nacional de normalización. Para la obtención de estos la unidad principal y más generalizada es la unidad de destilación atmosférica, la cual permite separar las fracciones básicas del petróleo (naftas, queroseno, y residuo) aprovechándose de las diferencias de volatilidad de sus componentes.

El residuo de la destilación atmosférica es llevado a la unidad de destilación al vacío.

Para la obtención de gasóleos que constituyen las cargas para la desintegración catalítica o para la producción de bases, para la obtención de aceites lubricantes.

Con el propósito de incrementar el rendimiento de los productos más valorados y de cumplir con las especificaciones más exigentes, en los esquemas de refinación se incluyen unidades de hidrotreatmento, reformación catalítica, isomerización, alquilación, hidrodesintegración y desintegración térmica.

Con el tratamiento del crudo arriba indicado en las refinerías del Ecuador, se puede producir los siguientes derivados: gasolina extra, gasolina super, diesel 1, diesel 2, fuel oil liviano, fuel oil pesado, jet A-1, combuatible pesca artesanal, mineral turpentine, rubber solvent, solvente 1, spray oil, asfaltos AP3, asfaltos RC2, asfalto oxidado, gas y azufre.

Todos estos productos son transportados, almacenados y comercializados por la filial de Petrocomercial.

El presente trabajo es un aporte para Petroecuador y principalmente a la filial de Petrocomercial que sin lugar a dudas proyectará hacia la eficiencia

y eficacia empresarial, además de la despolitización y la emanación de políticas técnicas y económicas por parte de la administración central.

El tema del trabajo de investigación es: **PLAN PILOTO DE AUTOMATIZACION DE INSTALACIONES PETROLERAS PARA EL DESPACHO DE COMBUSTIBLES EN EL TERMINAL DE SANTO DOMINGO**, el mismo que comprende los cinco capítulos:

CAPITULO I: ANTECEDENTES.- Se realiza un análisis histórico del petróleo en el Ecuador, la creación de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), creación de Petroecuador como holding, la filial de Petrocomercial .

CAPITULO II: BASE LEGAL Y NORMATIVA PARA EL MOVIMIENTO DE PRODUCTO EN TERMINALES.- En este capítulo se explica las normas vigentes para la recepción. Almacenamiento y despacho de productos en el Terminal de Santo Domingo y se adjunta un glosario de términos.

CAPITULO III: TERMINAL DE SANTO DOMINGO.- Se presenta una descripción total del Terminal, incluyendo planos y fotografías.

CAPITULO IV: AUTOMATIZACION DEL TERMINAL DE SANTO DOMINGO.-Las autoridades de Petrocomercial y del Sistema Petroecuador no están satisfechos de los sistemas de medición existentes ya que en su mayoría son manuales los mismos que arrojan diferencias en los procesos de medición.

Con el fin de corregir este problema es indispensable modernizar el Terminal de Santo Domingo e instalar equipos automáticos en los diferentes procesos de recepción, medición, despacho y gestión gerencial.



PDF
Complete

*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.- Se presenta conclusiones y recomendaciones en forma general respecto a los beneficios de la automatización.

CAPITULO I

ANTECEDENTES E INFORMACION GENERAL

1.1. CREACION DE LA CORPORACION ESTATAL PETROLERA ECUATORIANA (CEPE).

CEPE inició sus actividades el 23 de junio de 1972, con 17 funcionarios, con un

presupuesto de 29 millones de sucres y la misión de precautelar los hidrocarburos

del suelo ecuatoriano para convertirlos en un recurso que alimente el desarrollo económico y social del país.

Esta situación marcó un nuevo punto de partida en la historia hidrocarburífera del país; así como, fundamentales cambios cualitativos y cuantitativos en lo económico, político y social, bajo los siguientes hechos importantes legales e históricos:

CEPE inicia con su Ley Constitutiva, la que de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos se encarga de desarrollar actividades de: Exploración, explotación, industrialización y comercialización, situación que se la puede calificar como el ejercicio de un legítimo derecho de soberanía.

El 17 de agosto de 1972, se realiza la primera exportación de crudo de 308.238 barriles de crudo, vendidos a US\$ 2.34 el barril. En ese mismo año, CEPE asumió el control del poliducto Duran-Quito. Las reservas probadas de petróleo del país se ubican en 1920 millones de barriles (bls).

El 19 de noviembre de 1973 el Ecuador ingresa como miembro titular a la Organización de Países Exportadores de Petróleo, "OPEP". Las reservas probadas se ubican en 1844 millones de BLS.

Parcialmente en 1974, CEPE asume la fase de comercialización interna y definitivamente en 1976, fecha hasta la cual estaba en manos de las empresas Anglo y Gulf, para el efecto se construyó la infraestructura de terminales marítimos y terrestre de Esmeraldas y el Poliducto Esmeraldas-Quito y se instalaron los terminales gaseros y envasadoras de gas; así como, se amplió los sistemas de almacenamiento en Guayaquil y Quito.

El 19 de marzo del mismo año, se adjudica la construcción de la refinería estatal al Consorcio japonés Sumitomo Chiyoda por un monto de US\$ 160 millones, la cual asume sus operaciones en el año 1977. En junio de ese año, CEPE compra el 25% de los derechos y acciones de los activos del Consorcio Texaco-Gulf y se conforma el Consorcio "CEPE-texaco-GULF". Las reservas probadas se ubican en 1779 millones de bls.

En 1975 finaliza con éxito la primera perforación exploratoria de CEPE en el Oriente, efectuada en el Pozo 18-B Fanny, procedente del yacimiento común de las áreas operadas por CEPE y CEPCO. En este año CEPE asume la comercialización del Gas Licuado de Petróleo procesado por las Compañía Cautivo y Anglo. A finales de este año, las reservas probadas de petróleo alcanzan a 1720 millones de bls.

En 1976 CEPE adquiere el 37.5% de derechos y acciones pertenecientes a Gulf en el Consorcio CEPE-Texaco-Gulf; por lo que, se conforma el Consorcio CEPE-Texaco, esta situación incidió en el incremento de la producción de crudo de CEPE de 52.000 a 130.000 BL diarios. Desde el 6 de julio de 1976, CEPE asume *Bls= unidad de volumen*. (Ver anexo

glosario de términos) el control total del mercado interno de derivados y la importación de gas licuado de petróleo. Las reservas probadas suman 1652 millones de bls.

En enero de 1977, CEPE asume el 100% de las operaciones de abastecimiento interno de derivados. En marzo se inaugura la refinería estatal de Esmeraldas con capacidad para procesar de 55.000 BPDO.

En 1987 se realiza una ampliación a la refinería de Esmeraldas a 90.000 BPDO.

Con Decreto Reservado de 12 de septiembre, se dispone que de las exportaciones de crudo que realiza CEPE, se retenga un 8% del valor de los depósitos, para destinarlo a la Honorable Junta de Defensa Nacional. Las reservas probadas se suman a 1585 millones de BLS.

En 1978, Se inician las exportaciones de Fuel Oil provenientes de la refinería de Esmeraldas y Santa Elena. El 31 de mayo se celebra el contrato con Protexa para la construcción del poliducto Esmeraldas-Quito, de 253 Km. Se inicia la construcción de nuevos terminales en Esmeraldas, Pascuales, Cuenca y Manta.

En diciembre se anuncia el incremento de producción de crudo del país en 20 mil bls/día, situándose en 230 mil barriles, lo cual representaba una etapa en el proceso productivo. Las reservas probadas de petróleo están en 1511 millones de barriles.

En 1979 por requerimiento de la Dirección de Hidrocarburos, el Banco Central del Ecuador descuenta a CEPE el 18,5% de las regalías, en lugar del 17% que cobraba antes; el 23 de julio se celebró el contrato para la construcción del Terminal de Productos Limpios de Pascuales, de 552.448

BL de capacidad, distribuidos en 18 tanques; el 27 de julio se firma el contrato para la construcción *BPDO= barriles por día de operación*

del Terminal de Productos limpios de Manta, con capacidad para 122 mil barriles, distribuidos en siete tanques; el 14 de agosto en Cuenca se integra Austrogas, la primera compañía de economía mixta, para envasado y comercialización de gas, conformada por el 51% de acciones de CEPE, y 49% restante, de acciones privadas; y, las reservas probadas de petróleo, a fin de año alcanzan la cifra de 1432 millones de bls.

En 1980 se obtienen los más altos precios de venta por barril de crudo en el mercado internacional, el promedio ponderado fluctúa entre los 31,94 dólares en abril, hasta 39,94 dólares en diciembre, y, las reservas probadas de petróleo llegan a 1.357 millones de barriles.

En 1981 el gobierno inaugura la Planta de Gas Shushufindi, con capacidad para procesar 25 millones de pies cúbicos de gas natural; en este año se registra una tendencia decreciente de los precios del crudo en el mercado internacional, como resultado de la sobreoferta del petróleo; y, las reservas probadas de Petróleo alcanzan a 1.280 millones de barriles.

El 12 de mayo de 1982, se suscribe el primer contrato colectivo de trabajo entre CEPE y la Federación de Trabajadores, FETRACEPE; el 14 de junio se convoca a la primera licitación internacional para la exploración y explotación de hidrocarburos en el país, mediante la modalidad contractual de prestación de servicios; el 13 de agosto, mediante Ley 101 se reforma la Ley de Hidrocarburos de 1978; se introduce el contrato de prestación de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos; y, las reservas probadas de petróleo son de 1.203 millones de bls.

Mediante Decreto Ejecutivo 1502 de 2 de febrero de 1983 se crea la Unidad de Contratación Petrolera, para que se encargue de realizar las actividades necesarias para el proceso de licitación de los contratos de prestación de servicios; el 14 de junio se inicia el ronda de licitación para exploración petrolera, se licitan 11 bloques: 7 en la región amazónica y 4 en costa afuera; a fines del año se anuncia que las reservas remanentes de petróleo del país ascienden a 1.705,7 millones de barriles, mientras que las reservas probadas llegaron a 1.116 millones de barriles.

En febrero de 1984, se inicia la construcción del Terminal Marítimo Tres Bocas y del Polducto Tres Bocas-Pascuales; el 27 de julio se firma el contrato de construcción de la planta de envasado de gas "Austrogas", en Cuenca; el 2 de agosto se inaugura el sistema de almacenamiento de crudo en Balao, en 966 mil barriles; y, las reservas probadas de petróleo llegan a 1021 millones de BL.

El 25 de febrero de 1985, CEPE convoca a la Segunda Ronda de Licitación Petrolera Internacional de cuatro bloques: 5 y 6 del litoral y 7 y 16 de la amazonia, el 18 de julio, mediante decreto ejecutivo se cambie la denominación del Ministerio de Recursos Naturales por el de Energía y Minas; y, las reservas probadas de petróleo se incrementan a 1.148 millones de barriles, como resultado de la incorporación del sistema de recuperación secundaria del campo Sacha.

El 21 de enero de 1986, se expide el nuevo "Reglamento de Operaciones hidrocarbúferas" que sustituye al "Reglamento de Exploración y Explotación de Hidrocarburos", que estuvo vigente desde 1974.

El mercado internacional del crudo afronta una de las crisis mas graves, en su límite más bajo alcanza US \$ 8.62/bls, mientras que el promedio anual

es de US \$ 12.7 /bls ; el presupuesto del Estado estaba calculado sobre la base de US \$ 27/BL en 1986, el Estado reduce en 50% sus ingresos petroleros, con relación a 1985; y, las reservas probadas de petróleo del país suben a 1265 millones de bls/día.

A inicios de 1987 se cuantifican las reserva de petróleo del país: las probadas se ubicaron en 1200 millones de BL; las probables en 435.000 millones de barriles y las posibles en 1550 millones de barriles; el 5 de marzo un terremoto de gran magnitud rompe el Oleoducto Transecuatoriano, lo que paraliza las actividades petroleras por más de 3 meses; y, se inaugura la Refinería Amazonas en Shushufindi, con una capacidad para procesar de 20.000 barriles diarios de crudo.

En julio de 1988, se inaugura la Estación de Producción Pichincha, que permite evacuar el petróleo hacia la Estación de Sucumbíos; a fines del año se estabiliza la producción petrolera del país en 300 mil barriles diarios.

1.2. CREACION DE LA EMPRESA PETROLERA ECUATORIANA

PETROECUADOR

Petroecuador se creó el 26 de septiembre de 1989, mediante Ley Especial No. 45, publicada en el Registro Oficial No. 283 de 26 de septiembre de 1989 , como una entidad con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, económica, financiera, y operativa, con facultades para cubrir sus costos empresariales, entregar al fisco el 90% de sus ganancias e invertir el 10% restante en el robustecimiento institucional, especialmente en el área de exploración.

Al crear PETROECUADOR como un holding, con personalidad jurídica, patrimonio Propio, autonomía administrativa, económica, financiera y

operativa, y, con domicilio principal en la ciudad de Quito, la gestión empresarial debe estar sujeta a la Ley Especial, a los reglamentos que expedirá el Presidente de la República, a la Ley de Hidrocarburos y a las demás normas emitidas por los órganos de la Empresa. El Holding estaba configurado por una empresa matriz PETROECUADOR; y tres empresas filiales permanentes:

- PETROPRODUCCION.
- PETROINDUSTRIAL y
- PETROCOMERCIAL; y , tres empresas filiales temporales:
- PETROAMAZONAS.
- PETROPENINSULA y
- PETROTRANSPORTE.

A todas estas empresas se denominó como Sistema PETROECUADOR.

Las empresas filiales tienen personalidad jurídica y autonomía administrativa y operativa PETROECUADOR de acuerdo con el inciso primero del Art. 2 de su Ley Constitutiva, tiene por objeto lo siguiente: "PETROECUADOR desarrollará las actividades que le asigna la Ley de Hidrocarburos, en todas las fases de la industria petrolera, lo cual estará orientado a la óptima utilización de los hidrocarburos, que pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado, para el desarrollo económico y social del país, de acuerdo con la política nacional de hidrocarburos establecida por el Presidente de la República, incluyendo la investigación científica y la generación y transferencia tecnológica."

PETROECUADOR es la encargada de planificar, coordinar y supervisar las actividades de las empresas filiales y controlar que las mismas sean ejecutadas de manera regular y eficiente.

PETROECUADOR y sus filiales en el ejercicio de sus actividades, deberán preservar el equilibrio ecológico.

Las fases de la industria hidrocarburífera son cinco:

1. La Exploración, que consiste en buscar yacimientos de hidrocarburos con métodos geológicos y sísmicos.
2. La explotación, que es la extracción del petróleo y gas del subsuelo, mediante perforación de pozos y construcción de la infraestructura para su transporte y almacenamiento, en los campos petroleros.
3. Almacenamiento y transporte de crudo y derivados, constituyen los sistemas de oleoductos, tanques y poliductos que sirven para transporte y almacenamiento de crudo y derivados del lugar de producción a otro de consumo.
4. Refinación, es la fase donde las refinerías transforman el crudo, en combustibles dándoles valor agregado y satisfaciendo las necesidades internas de energéticos y cumpliendo las normas de calidad que rigen para el efecto.
5. Comercialización, realiza la comercialización interna de combustibles.

Las Empresas Filiales de conformidad con el "Reglamento Sustitutivo al Reglamento General a la Ley Especial de la Empresa Estatal Petróleos del

Ecuador (PETROECUADOR) y sus Empresas Filiales", expedido por el Presidente de la República, tenemos lo siguiente:

a) La Empresa Estatal de Exploración y Producción de Petróleos del Ecuador "PETROPRODUCCIÓN" tiene como objeto la exploración de las cuencas sedimentarias y la operación de los campos hidrocarburíferos en el territorio Ecuatoriano que incluye la explotación y el transporte de petróleo crudo y gas hasta los tanques principales de almacenamiento, con excepción de las áreas y los campos que se encuentran bajo contratos de participación, de prestación de servicios para exploración y explotación de hidrocarburos o que en el futuro fueren designados para ese efecto.

b) La Empresa Estatal de Comercialización y Transporte de Petróleos del Ecuador "PETROCOMERCIAL", se dedica a la comercialización y el transporte de hidrocarburos en el territorio nacional.

c) La Empresa Estatal de Industrialización de Petróleos del Ecuador "PETROINDUSTRIAL, cuyo objeto de constitución es la industrialización, incluida la refinación de hidrocarburos en el territorio Ecuatoriano.

En lo que respecta a las empresas filiales temporales, la Empresa Estatal Operadora del Consorcio PETROECUADOR-Texaco "PETROAMAZONAS", cuyo objeto fue prestar los servicios de exploración y producción de los campos hidrocarburíferos en la áreas bajo su responsabilidad, como operadora del Consorcio de PETROECUADOR-TEXACO, que incluye el transporte de hidrocarburos hasta los tanques principales de almacenamiento. En la actualidad las actividades que desempeñaba esta filial temporal son realizadas por Petroproducción.

La Empresa Estatal de Transporte de Petróleos del Ecuador "PETROTRANSPORTE", que tuvo como objeto el transporte de petróleo por

sistemas de oleoducto; actualmente esta actividad está a cargo de PETROECUADOR (Matriz) a través de la "Gerencia de Oleoducto".

Finalmente, la Empresa Estatal de Refinación de Petróleos del Ecuador "PETROPENINSULA" a cargo de la refinación de petróleo crudo en las Refinerías ubicadas en la Península de Santa Elena que fueron operadas por las compañías Anglo y Repetrol. Esta filial pasó a ser absorbida por Petroindustrial.

1.3. EL PETROLEO EN EL ECUADOR

En el Ecuador se explota petróleo en dos zonas: en la península de Santa Elena y en la región amazónica. En los fondos marinos se fueron depositando abundantes capas sedimentarias, propicias a la formación de petróleo. Con los cataclismos y movimientos tectónicos producidos por el planeta, al cabo de millones de años, la estructura geográfica sufrió modificaciones: las aguas se alejaron emergiendo las actuales regiones costaneras y amazónicas.

Los relatos históricos del sector petrolero en el Ecuador se remontan al siglo pasado al igual que su utilización como iluminantes, remedios, impermeabilizantes de canoas y utensilios.

Varios escritores e historiadores han escrito sobre el Ecuador como país petrolero, difiriendo algunos de ellos con la fecha o época de inicio; sin embargo, coincidiendo en acreditar al Ecuador como un país petrolero desde inicios del anterior siglo.

En 1878 se otorga la primera concesión petrolera en la Península de Santa Elena en 1888 el ecuatoriano Manuel Villavicencio en su obra "Geografía de la Región Oriental" menciona los afloramientos de petróleo en

esos lugares. En mapas y estudios geológicos constan lugares en donde había probabilidades de la existencia de hidrocarburos.

Sin embargo de lo anterior, la actividad petrolera en el Ecuador, se remite a la celebración del contrato de arrendamiento, con Cartón Grandibum Dunne en representación de la Compañía Carolina Oil Company, para la exploración y explotación de hidrocarburos en todo el territorio ecuatoriano.

En 1909 el General Eloy Alfaro solicitó al Congreso la autorización para celebrar el referido contrato, el mismo fue publicado en el Registro Oficial No. 1015 de 27 de julio de 1909.

El General Eloy Alfaro, con relación a este contrato y en mensaje al Congreso Nacional el 28 de septiembre de 1909, manifestó:

"Persuadido que la explotación de petróleo en Santa Elena, sería un manantial de riqueza para el Estado, hice todo lo posible, durante mi primera administración para atraer capitales extranjeros e implantar dicha explotación en gran escala.

Pero, mis repetidos esfuerzos no dieron resultado práctico. La desconfianza del capital extranjero, causada, sobre todo por la inestabilidad de la paz en el Ecuador fue un obstáculo insuperable para la utilización de la mencionada riqueza..."

No obstante, de lo explicado en la cita realizada apenas principió a establecerse el crédito de la República en el exterior, propusieron acometer aquella importantísima empresa, algunos capitalistas ingleses, representados por el mencionado señor Carlton Granville Dunne, y pudo celebrarse con el referido contrato.

Posteriormente a la firma de este primer contrato se celebraron otros, con Alexander William Charles, que fue publicado en el Registro Oficial No. 1096 del 8 de noviembre de 1909; y, con el Barón Murray, contrato publicado en el Registro Oficial No. 1341 del 12 de septiembre de 1910. Estos contratistas no llegaron a explorar el oriente ecuatoriano.

En 1911 el General Leónidas Plaza dicta el primer Código de Minería Reformado, que declara la propiedad estatal del petróleo y demás sustancias sólidas.

En 1919 Previa la celebración de contratos las empresas Anglo Ecuadorian Oilfields Limited y Petrópolis inician las primeras exploraciones en la Península de Santa Elena y con ellas la historia petrolera en nuestro país.

En 1921 en la Presidencia de José Luis Tamayo se expide la Ley sobre Yacimientos o Depósitos de Hidrocarburos, que se publicó en el Registro

Oficial No 332 de 21 de octubre de 1921; debiendo señalarse que la comercialización de los hidrocarburos se hacía con aprobación del gobierno nacional.

En 1925 se inicia la producción de petróleo del país a cargo de la Compañía ANGLO Y CAROLINA OIL COMPANY, con una producción de 130.305 barriles al año, provenientes de la península de Santa Elena.

En 1929 se inician los estudios de exploración de las cuencas de Esmeraldas y Manabí a cargo de la Cía. Internacional Ecuador Petroleum Co., que era subsidiaria de EXON, la cual perforó 24 pozos, sin tener éxito, por lo que en 1952 se retiró.

Según la ley de Petróleo expedida por el Presidente de Federico Páez, el 9 de agosto de 1937, toma vital importancia la declaración contenida en el Art. 1 de esa Ley, en el sentido que los hidrocarburos son bienes de dominio directo del Estado y están sujetos a las disposiciones de esa ley, y en su Art. 5 le otorga al gobierno la potestad para extender concesiones petrolíferas, por períodos mayores de cuarenta años.

Otro aspecto importante de esta ley fue que de acuerdo con su Art. 29 el gobierno fijaría los precios de los derivados del petróleo en razón de los costos de producción.

En la década de los años 50 se concentraron las actividades hidrocarburíferas en la costa, especialmente en la Península de Santa Elena.

En la década de los años 60 se intensificó la actividad exploratoria, y se celebró el contrato con la Compañía Minas y Petróleos del Ecuador representada por el austriaco Howard S. Stroun, para la exploración y explotación de hidrocarburos en 4'350.000, hectáreas, en la Región Amazónica.

La experiencia obtenida por el Ecuador por la operación de esta empresa fue desastrosa, ya que se dedicó a negociar las áreas recibidas con cualquier compañía, como resultado de estas cesiones se transfirieron en 1967, 650.000 hectáreas, al Consorcio Texaco-Gulf.

Este consorcio realiza los trabajos de exploración y explotación más grandes, que conducen a que en 1967, en la perforación del pozo Lago Agrio No. 1 obtenga una producción de 2.640 bl/día, de un crudo liviano de 29.3 grados API, con lo que se preveía un auge petrolero.

A partir de ese hecho, 21 empresas obtuvieron concesiones petroleras en el Golfo de Guayaquil, oriente ecuatoriano y en la parte continental de la costa ecuatoriana con una superficie de 6'407.029 hectáreas.

En 1969 se renegocian los contratos con el Consorcio Texaco Gulf, por nuevos descubrimientos de hidrocarburos en los Campos Sacha, Shushufindi y Auca.

En 1970 la empresa William Brothers inicia la construcción del Oleoducto Transecuatoriano. Con esta construcción la inversión extranjera se vio atraída, por lo que se suscribieron varios contratos, para la exploración y explotación con OKC, Corp, y Amoco Ecuador Petroleum Company.

En 1971 no obstante de ser el Ecuador un país petrolero, según Jorge Silva, el ingreso per capita en 1971 de 246 dólares fue uno de los más bajos de América Latina. El problema se apreciaba multiplicado, en la existencia de una gran marginalidad, dentro de los sectores indígenas, principalmente, los que configuraban el 50 por ciento o más de una población total de 6 millones de habitantes.

Los índices económicos básicos, mostraban a fines de 1971, una sensible baja y tendencia al estancamiento. Había llegado "la hora de la verdad" en la economía ecuatoriana.

"La fuerte concentración del ingreso, en manos de una minoría con limitado criterio iniciativa económica, hizo que el nuevo gobierno especificara textualmente, la imprescindible necesidad de "actuar rápida y enérgicamente contra grupos social y económicamente privilegiados.

En este mismo año, el Presidente Velasco Ibarra promulga dos leyes: La Ley de Hidrocarburos y la Ley Constitutiva de CEPE, que entraron en vigencia el 1972.

Cabe señalar que en nuestro país se explota petróleo en dos zonas: En la Península de Santa Elena y en la Región Amazónica.

-Creación de la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) ver punto 1.1

-Creación de la Empresa Petrolera Ecuatoriana PETROECUADOR ver punto 1.2

1.4. IMPORTANCIA DEL PETROLEO

Desde que en 1972 el petróleo pasó a ser manejado por la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), las exportaciones del país se incrementaron de forma significativa, así lo demuestra el análisis efectuado por el Econ. Alberto Acosta, que dice: "...las exportaciones crecieron de 199 millones de dólares en 1971 a 2.568 millones de dólares en 1981, el PIB aumentó de 1.602 millones de dólares a 13.946 millones de dólares en el mismo período."

De igual forma la Reserva Monetaria Internacional creció de 55 millones de dólares a 563 millones de dólares, este comportamiento económico revitalizó la imagen del país como una nación atractiva para el inversionista extranjero.

Es así como a partir de 1972 se produce un significativo incremento del precio del barril de crudo, lo cual contribuyó notablemente al crecimiento acelerado de la economía del país.

De acuerdo al análisis realizado por el Econ. Jorge Pareja Cucalón, tenemos lo siguiente: PETROECUADOR. (1997). "25 años de Exportación del Crudo Oriente, 1972-1997-Pasado y Futuro del Petróleo en el Ecuador", pág. 61. Edt. Granda Grane, noviembre de 1997, Quito-Ecuador. "La envergadura del petróleo en la economía nacional es diáfananamente visible en el porcentaje del PIB que corresponde al sector: de un 6.4% en 1.972 a un 14% en 1.996. Un único sector que aporte el 14% del PIB o un 44,4% del Presupuesto General del Estado.

1.4.1. El Petróleo, base del Presupuesto Estatal.

El 10 de marzo de 1972 el Presidente Rodríguez Lara emitió el primer documento oficial "Filosofía y Plan de Acción de las Fuerzas Armadas", que era un instrumento de información sobre los propósitos fundamentales que el Gobierno tenía respecto del Petróleo, y que se referían a que en ese año las actividades petroleras, iban a ser realizadas por CEPE.

Sin embargo, de constituir un instrumento valioso para la planificación petrolera, ahora conocemos que en esa época ningún grupo de la sociedad podía visualizar con objetividad, el alcance que iba a tener la industria petrolera, ya que no se conocía cuales eran las reservas hidrocarburíferas del país, ni de los efectos que la crisis del Medio Oriente tendrían sobre los precios del petróleo; en ese momento sólo se pensaba que ésta era la mayor oportunidad que se tenía para cambiar al país y darle un giro totalmente distinto.

Las planificaciones se hacían sobre la base del precio del petróleo que entonces era de 2.50 dólares por barril. Inmediatamente el precio aumentó a 4 ó 5 dólares.

El Ecuador pasó a pertenecer a la OPEP y la crisis de los países árabes medió en el incremento del costo del barril de petróleo. Posteriormente, ya en funciones el gobierno militar se formó el Fondo Nacional de Desarrollo con el dinero extra proveniente del petróleo. Nunca se pensó llegar de 2.50 dólares el barril al precio que se alcanzó después, superior a los 40 dólares por barril. El período petrolero desde su inició dio lugar a intensas transformaciones en la estructura productiva del país y en la estructura administrativa del Estado; la planificación para la conducción del Estado ecuatoriano y el Presupuesto para su gestión, cambió en función del petróleo, situación que hasta la presente fecha se mantiene.

1.4.2. Planificación e inversiones que el Estado hace respecto a los Hidrocarburos.

La planificación futura del país está sustentada, principalmente en la cantidad de reservas petroleras, las cuales se definen:

- Sobre la base del estimado de producción que tendrá el Ecuador, se calcula el volumen que será destinado tanto para consumo interno, como para las exportaciones.
- El precio del petróleo no es previsible, ya que decididamente es impuesto por el mercado; sin embargo, existen estudios de análisis del mercado, que pueden dar estimados del precio promedio del barril de crudo fijado, que de ninguna manera pueden ser considerados más que eso.
- La falta de certeza que se tiene respecto de cuales serán los ingresos que el Estado percibirá por el concepto del petróleo ha determinado que la planificación del país no sea ejecutable, cuando el precio del petróleo fue inferior al presupuestado o debido a que hubo una declinación en la

producción. La relación entre la planificación del Estado y el petróleo, se debe a que el Presupuesto del Estado se basa en los Ingresos, que provienen de los Impuestos, más tasas, más utilidades, más exportaciones de crudo y derivados, y más venta de Activos.

A su vez se debe destacar que todo lo que tiene el Estado como ingresos, lo destina para consumo (gastos corriente, más servicio y deuda) y para inversiones (gastos de capital).

Los ingresos corrientes que sustentan la economía del Ecuador, son los petroleros, los no petroleros, como impuestos y tasas, y las exportaciones hidrocarburíferas.

1.4.2. Planificación e Inversión del Ministerio de Economía y Finanzas en función del Presupuesto

La Constitución Política de la República del Ecuador, en el Capítulo II "De la Planificación Económica y Social", Art. 254, inciso primero, prescribe:

"El sistema nacional de planificación establecerá los objetivos nacionales permanentes en materia económica y social, fijará metas de desarrollo a corto, mediano y largo plazo, que deberán alcanzarse en forma descentralizada, y orientará la inversión con carácter obligatorio para el sector público y referencia para el sector privado."

El Ministerio de Economía y Finanzas, con el propósito de dar cumplimiento a los diferentes planes de gobierno de turno planifica e invierte para el Ecuador, así:

- a) Fuente de ingresos.
- b) Gastos y crédito público.

En el país ha existido un gasto desordenado, planificado a corto plazo, irracional endeudamiento, evasión en el pago de impuestos y corrupción alrededor de la administración de las finanzas públicas; incumpliendo de esta manera con la citada norma constitucional.

Para el año 2004, el Honorable Congreso Nacional, aprobó para el gobierno central un presupuesto de US \$ 6.951 millones, que significa un 3,7% más que el año anterior.

El Presupuesto aprobado contempló que la economía se expandirá entre 5 y 5,5%; y, que la inflación cerrará entre 4% y 4,5%. El Banco Central determinó que el crecimiento del año 2004 es de 5,9 %.

El presupuesto aprobado, previamente sufrió un recorte por el Honorable Congreso Nacional en 137 millones de dólares en el sector de los ingresos tributarios y, por el lado de los egresos, en el rubro del servicio de la deuda pública.

El presupuesto tubo una brecha de unos US \$500 millones entre los ingresos y egresos netos de la caja fiscal, excluidos los desembolsos y los pagos por la amortización de la deuda pública.

De acuerdo con lo que resolvió el Honorable Congreso Nacional la planilla estatal creció en un 8,4%, a US \$ 2.027 millones entre el 2003 y 2004, en tanto que el servicio de la deuda pública total que ascendió a unos US \$ 14.000 millones cayó en un 3,7 %, es decir en US \$ 2.273 millones, ya que el Ejecutivo contabilizó para el pago de la deuda pública US \$2.410 millones.

El gobierno central prevé ingresos por la exportación de crudo y la venta de derivados por US \$ 1.218,7 millones. El precio promedio del barril

de crudo de exportación fue fijado en el presupuesto por segundo año consecutivo, en 18 dólares.

Ecuador prevé exportar 135 millones de barriles o el 70,2 % de su producción total, sumada la estatal y privada. Sin embargo hasta lo que va del año el valor obtenido por el petróleo es superior ya que el precio ha estado por sobre el calculado y que consta en el presupuesto, bordeando los US \$ 50/bls.

Los ingresos no petroleros, mayoritariamente tributarios y transferencias ascenderían a US \$ 3.696 millones, frente a los US \$ 3.540 millones estimados inicialmente para este año.

Este rubro fue rebajado a US \$ 3.149 millones por una desaceleración del crecimiento de la economía.

El Estado ecuatoriano espera receptor desembolsos por US \$ 2.036,7 millones por la colocación de títulos en el mercado interno y créditos con organismos internacionales amparados por el programa con el Fondo Mundial Internacional.

En el año 2003 se presupuestó US \$ 1.679 millones por este concepto.

1.4.4. El Ecuador ha sido parte de los siguientes Organizaciones Mundiales de hidrocarburos:

1.4.4.1.- OPEP

La Organización de Países Exportadores de Petróleo "OPEP" fue creada en la Primera Conferencia de los Países Petroleros realizada en Bagdad, actual Irak, el 14 de septiembre de 1960, en respuesta a que en agosto de ese año los precios del petróleo fueron afectados por una política

de precios adoptada por los consorcios internacionales, causando perjuicios a los países productores.

La reunión de Bagdad, celebrada del 10 al 14 de septiembre de 1960 alcanzó como resultado la culminación de un proceso de reivindicaciones emprendidas por los países petroleros de América Latina y del Medio Oriente, con respecto al dominio directo de los recursos naturales; a la regulación de los permisos de explotación a las compañías extranjeras; a la creciente participación de los gobiernos en las ganancias de la explotación del petróleo; y, como reacción a la política de precios y de producción de las compañías multinacionales.

La creación de la OPEP fue un paso trascendental e histórico que modificó más tarde el equilibrio económico y político del mundo.

De acuerdo al criterio de José Rafael Zanoni ex-Presidente del Centro de Estudios de la OPEP

"...la OPEP es un agrupamiento político de productores exportadores de petróleo, unidos en la idea común de obtener una cuota justa en el mercado petrolero, defender el precio del petróleo y contribuir al equilibrio económico mundial preservando la soberanía de los países miembros. La base común de su existencia viene dada por los dos hechos esenciales: los países miembros concentraron la más grande cantidad de las reservas petroleras mundiales y son de escaso o insuficiente desarrollo."

La OPEP a partir de su creación persigue la normalización del mercado petrolero, defiende precios justos y razonables, de acuerdo con la demanda, realizando una explotación técnica de los yacimientos petroleros para preservar este recurso natural.

Miembros fundadores: Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela, posteriormente se incorporaron Unión de Emiratos Árabes, Argelia, Indonesia, Libia, Nigeria, Qatar, Gabón y Ecuador. Su sede está ubicada en la ciudad de Viena, capital de Austria.

Ecuador ingresó a la OPEP el 19 de noviembre de 1973. Durante la Trigésima Sexta Reunión Ordinaria de la OPEP celebrada en Viena. Nuestro país fue admitido en calidad de miembro titular, aunque en forma marginal por su limitada capacidad productiva, que no le permite imponer condiciones.

Dentro de la organización, el Ecuador adquirió un mejor poder de negociación petrolera, y accedió a información técnica y económica sobre CEPE. (1986).

La industria y el mercado internacional de hidrocarburos; debiendo resaltar que el Ecuador en esa época no tenía ninguna experiencia en la comercialización externa de hidrocarburos.

Además se benefició de las políticas de la organización que se basan en el ejercicio de la plena soberanía, control y utilización de los recursos naturales y la defensa de los países de menor desarrollo ante los países industrializados, que siempre persiguen la dependencia de los primeros en el ámbito del comercio mundial y de la economía internacional.

Sin embargo, podemos señalar que Ecuador no conquistó otros beneficios en el comercio internacional de otros productos de exportación por la coyuntura que ofrecía ser miembros con los países árabes.

La organización tuvo el poder de fijar precios de venta del petróleo en forma unilateral, sin que las empresas petroleras participaran en aquello; pero lo más importante fue que ante el mundo se posicionó como una

organización que fijaba precios justos, enfatizando en que era necesario mejorar los términos del intercambio para las exportaciones petroleras y evitar la erosión del poder de compra del petróleo debido a la inflación mundial.

El 27 de noviembre de 1992, la OPEP, durante la conferencia de Ministros realizada en Viena, acepta con pesar el deseo de Ecuador de suspender su membresía en la organización.

El gobierno de ese entonces, el Arq. Sixto Duran, tomó esa decisión argumentando razones de orden económico, ya que existía una deuda de US\$ 4'200.000, por cuotas no pagadas desde 1990, además que la permanencia del Ecuador significaba un costo anual de US \$ 1700.000; cifras que estimaba muy significativas para el país que afrontaba una aguda crisis económica. Otra razón fue la necesidad de tener libertad de disponer de la producción petrolera como a bien se tuviera, lo que no era posible debido a las políticas que tenía implantadas la OPEP.

1.4.4.2. OLADE

La Organización Latinoamericana de Energía "OLADE" fue creada el 2 de noviembre de 1973, en Lima como una entidad internacional de cooperación, coordinación y asesoría; tiene como objeto fundamental integrar, proteger, conservar, comercializar y realizar un racional aprovechamiento y defensa de los recursos energéticos de la región.

El convenio para la creación de la OLADE fue suscrito por 22 países, entre los que se encontraba el Ecuador; nuestro país es miembro y país sede, desde su fundación.

La OLADE tiene como miembros a: Argentina, Barbados, Bolivia, Brasil, Chile, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Granada, Guatemala, Guyana, Haití, Honduras, Jamaica, México, Nicaragua, Panamá, Paraguay, Perú, República Dominicana, Suriname, Trinidad y Tobago, Uruguay y Venezuela.

Los beneficios obtenidos por el Ecuador, dentro de esta organización son, un canal de consulta, tanto en el área hidrocarburífera como en el desarrollo de fuentes energéticas alternativas de que dispone el país y la utilización de los recursos naturales con países fronterizos comunes, apoyo del organismo en la aplicación de políticas adecuadas a la PETROECUADOR.

1.4.4.3.- ARPEL

La Asociación de Asistencia Recíproca Petrolera Empresarial Latinoamericana "ARPEL" se creó el 2 de octubre de 1965, en Río de Janeiro durante la Tercera Conferencia de Empresas Estatales Petroleras Latinoamericanas.

Después de treinta años de su creación, el 26 de mayo de 1998, este organismo latinoamericano revisó su estructura y objetivos para dotar de mayor dinamismo a su funcionamiento, acorde con la globalización de la economía y la privatización de las empresas estatales.

Su denominación actual es "Asociación de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y el Caribe", en la que se permite la incorporación de las empresas petroleras privadas regionales y extra regionales. Su sede está en Montevideo, Uruguay.

La participación en ARPEL del Ecuador le ha permitido tener acceso a las experiencias técnicas, que los países miembros han tenido en materia hidrocarburífera.

Esta organización persigue desarrollar programas de cooperación internacional, evaluar los procesos que conducen a la integración energética, propiciar una conducta responsable para la protección del medio ambiente que contribuya a un desarrollo sustentable.

Los miembros de ARPEL son ANCAN, Administración Nacional de Combustibles, Alcohol y Portland (Uruguay); CUPET, Cubana de Petróleo; ECOPETROL, Empresa Colombina de Petróleo; ENAP, Empresa Nacional de Petróleo, (Chile); IMP, Instituto Mexicano Petroleum; PCJ, Petroleum Corporation of Jamaica; PEMEX, Petróleos Mexicanos; COASTAL, de los Estados Unidos; PETROPAR, Petróleos de Paraguay; PETROTRON, Petroleum of Trinidad y Tobago; RECOPE, Refinadora Costarricense de petróleo; REPSOL, de España; STAATSOLIE, de Suriname; GASEBA, de Francia; ELF AQUATINE, de Francia; STATOIL, de Noruega; TOTAL, de Francia, TEXACO, de EE.UU; PETROECUADOR, Empresa Estatal Petróleos del Ecuador; y, PDVSA, Petróleos de Venezuela.

1.5. PRODUCCION NACIONAL DEL PETROLEO

El coeficiente de éxito es uno de los factores que toman en cuenta las empresas petroleras, para medir su eficiencia en el campo de la exploración.

Este coeficiente considera el número de pozos productivos en relación con el número total de pozos exploratorios perforados. En el caso de Petroecuador, el coeficiente de éxito es de un 70%, cifra excepcional en el ámbito internacional.

Petroproducción tiene como misión explotar las cuencas sedimentarias, operar y explotar los campos hidrocarburíferos asignados a Petroecuador, incrementar las reservas y transportar el petróleo y gas hasta los centros principales de almacenamiento.

Las actividades exploratorias se desarrollan en la amazonía y en el litoral, costa a dentro (off shore) y costa afuera (off shore).

La Estatal Petrolera realiza sus primeras exploraciones en 1975 en el litoral y en 1976 en la región amazónica.

Desde el año 1972 con la creación de CEPE el Estado ecuatoriano inició la administración directa de sus recursos petroleros, situación que sin lugar a dudas dinamizó el papel preponderante que tendría para la economía del Ecuador.

La evolución de la producción petrolera a partir de 1972 referida en los Cuadros N° 1 "Producción Nacional de Crudo", y; No. 2 "Producción Diaria de Crudo de PETROECUADOR ", (ver anexo 5.5 Capítulo V) nos permite concluir lo siguiente:

Durante la década del 70, la tasa de crecimiento de la producción de crudo por parte del Estado, tuvo su nivel más alto en 1973 alcanzando el 166.71% respecto al año anterior, la cual constituye la mayor tasa lograda en la historia del país, época en la que se originó el boom petrolero.

Como parte del análisis de esta década, es importante señalar que en el año 1978, la empresa privada reinicia sus actividades de producción, logrando para 1979 un crecimiento del 51.33%.

Posteriormente, en Marzo de 1987 se produce el sismo que rompió el Sistema de Oleoducto Transecuatoriano (SOTE).

Durante este tiempo se interconectó Lago Agrio con el Oleoducto Transandino (OTA) de Colombia con un bombeo restringido.

La producción de crudo bajó en 112,940 bpd (Cuadro No.2), respecto de 1.986 lo cual representó un decrecimiento del 39,74% en la producción de PETROECUADOR, mientras que la empresa privada pasó de 5,055 bpd a 3,485 bpd. durante los 90's, el Estado a través de su empresa estatal, alcanzó su mayor pico de producción en el año 1994, con 328,085 bpd (Ver anexo cuadro No.2).

Los campos alcanzaron su máximo desarrollo y potencial, iniciándose su declinación natural. Se debe considerar que los principales campos, tales como Lago Agrio, Sacha y Shushufindi venían produciendo desde 1972.

La declinación promedio de la producción a partir de 1994 hasta el 2003, fue del 5.02%, calculada matemáticamente, la cual técnicamente se enmarcó dentro de parámetros eficientes de operación. Paralelamente, en este mismo período la empresa privada presentó una tasa de crecimiento del 23.42% (ver anexo cuadro No.2).

Durante el período 1998-1999, pasa la operación de 9 campos de PETROPRODUCCION a las operadoras privadas, dejando de contabilizarse esta producción en la Empresa Estatal, la declinación alcanzó un valor puntal del 11.7%, mientras que la empresa privada creció en un 31,03% (Ver anexo cuadro N° 2).

A partir del año 1994 y hasta el 2001, PETROPRODUCCION, debido a nuevas políticas de los gobiernos de turno, no realizó trabajos necesarios de exploración para descubrir reservas que reemplacen a las existentes.

A diciembre del 2002, los campos de PETROPRODUCCION obtuvieron 221,298bpd (Cuadro N°2), mientras que la participación en los campos unificados entregados a la empresa privada alcanzó un valor promedio de producción de 38,056 BPDO, correspondiente a campos marginales y unificados. Por lo que, de no haberse dado la entrega de dichos campos, la Empresa Estatal habría producido para ese año, 259,354 BPDO.

Petroproducción para el año 2003 obtuvo 194.326 BPDO y para el año 2004 produjo 197.115 BPDO (ver anexo cuadro N° 2).

Para el año 2002, la empresa privada logró una producción *diaria* de petróleo de 172,560 bpd (Ver anexo cuadro N°2), La empresa privada para el año 2003 obtuvo 330.707 y para el año 2004 produjo 341.452 BPDO (Ver anexo cuadro N°2).

La producción de PETROECUADOR se vio declinada por el hecho de que varios campos de su operación fueron cedidos a la empresa privada, lo que implicó la no contabilización en PETROECUADOR de la producción de estos campos:

6 campos marginales. 4 campos unificados.

3 campos en la Península de Santa Elena.

4 campos en Alianza Operativa

Campos marginales	Producción
Bermejo	6.818
Pindó	3854
Palanda-Yuca Sur	2.347
Tiguino	7.545
Charapa	0

Campos unificados	
Limoncocha	4.967
Coca Payamino	5.140
Edén Yuturi	4.913
Palo Azul	1.296
Biguno, Huachito, MDC y Paraíso	1.176
Total	36.056 bpd

Fuente: "Informe Estadístico 2002", Gerencia de Economía y Finanzas de Petroecuador

Tomando como referencia las proyecciones establecidas en el Informe Estadístico Petrolero Cifras de PETROECUADOR y sus empresas filiales, en el 2003 se produjo la declinación más alta de la historia (12,19%) disminuyendo la producción diaria a 194,326bpd (Cuadro No.2), sólo superada por el sismo de 1987 que alcanzó el 39.74%. Este decrecimiento de la producción de crudo se origina principalmente por la política de reducción de la inversión estatal en el sector.

La empresa privada en el 2003, presentó el pico más alto de producción de petróleo en el país, alcanzando una producción diaria de 330,707 bpd (ver anexo cuadro N° 2).

La producción de crudo en el Ecuador se desarrolla bajo las siguientes premisas:

- El Ecuador, por mandato de las leyes pertinentes, siempre estuvo abierto a la inversión privada en la exploración y explotación de hidrocarburos, sin constituir en ningún momento un monopolio.
- Durante el año 2002, PETROPRODUCCION produjo 221,298 bpd, correspondiendo a los 5 grandes campos: Sacha, Shushufindi, Auca, Cononaco y Libertador 160,791 bpd, que representa el 72.7% del total de la producción de su operación directa
- La diferencia, es decir 60,507 bpd, proviene de 19 campos pequeños que en general no cuentan con infraestructura de producción propia.

Datos de la filial de Petroproducción señala que a diciembre del 2003 el total de reservas remanentes es de 3.402.000.000 barriles, la producción acumulada hasta diciembre del 2003 alcanzó los 2.373 millones de barriles.

Las reservas remanentes de las empresas privadas son de 1.128.081.949 barriles, teniendo un total de reservas remanentes el país de 4.530.081.940 barriles.

Del total de las reservas petroleras nacionales, aproximadamente el 87% pertenece a Petroproducción.

La Empresa Estatal de Petróleos del Ecuador desarrolla sus actividades de exploración y explotación de petróleo en una superficie de 740.100 hectáreas. La empresa privada tiene más de 3.9 millones de hectáreas.

1.5.1. DEFINICIONES DE RESERVAS

De acuerdo con el reglamento de operaciones hidrocarburíferas, expedido con acuerdo ministerial del Ministerio de Energía y Minas No 1311 del 29 de abril de 1987, en su capítulo I. Disposiciones preliminares se tiene las siguientes definiciones.

a. Reservas Probadas

Son los volúmenes de hidrocarburos en condiciones normalizadas que pueden ser extraídos como resultado de la producción económica, a partir de las condiciones originales del yacimiento hasta las de abandono, considerando las técnicas disponibles en el momento en que se realiza la evaluación

b. Reservas Probables

Son los volúmenes de hidrocarburos medidos en condiciones normalizadas que de acuerdo con los estudios geológicos y de yacimientos, podrían estimarse como recuperables a la luz de los condiciones económicas y tecnológicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación

c. Reservas Posibles

Son los volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos que se cree puedan existir, en áreas en los que la información disponible al momento de hacerse la estimación, no permite clasificarlas con mayor grado de seguridad.

d. Reservas Remanentes

Son los volúmenes de hidrocarburos. recuperables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción comercial, que todavía permanecen en el yacimiento.

1.6. PETROCOMERCIAL FILIAL DE PETROECUADOR

Petroecuador se creó el 26 de septiembre de 1989, mediante Ley Especial No. 45, publicada en el Registro Oficial No. 283 de 26 de septiembre de 1989 , como una entidad con personería jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, económica, financiera, y operativa, con facultades para cubrir sus costos empresariales, entregar al fisco el 90% de sus ganancias e invertir el 10% restante en el robustecimiento institucional, especialmente en el área de exploración.

Al crear PETROECUADOR como un holding, con personalidad jurídica, patrimonio Propio, autonomía administrativa, económica, financiera y operativa, y, con domicilio principal en la ciudad de Quito, la gestión empresarial debe estar sujeta a la Ley Especial, a los reglamentos que expedirá el Presidente de la República, a la Ley de Hidrocarburos y a las demás normas emitidas por los órganos de la Empresa. El Holding esta configurado por:

•Una empresa matriz (PETROECUADOR); tres empresas filiales permanentes:

- PETROPRODUCCION.
- PETROINDUSTRIAL.
- PETROCOMERCIAL

1.6.1. Comercialización Interna

Petrocomercial es la Filial de Petroecuador responsable del transporte, almacenamiento y comercialización de derivados de petróleo en el territorio nacional.

Fundada el 26 de septiembre de 1989. Su misión es abastecer de *combustible* al país, dentro de un mercado de libre competencia y administrar la infraestructura de almacenamiento y transporte de combustibles del Estado Petrocomercial comercializa tres tipos de derivados del petróleo:

1. Los básicos o de consumo masivo, (gasolinas, diesel, gas) que por su fácil combustión son de gran demanda y se expenden a través de estaciones de servicio y de manera directa para el consumo eléctrico e industrial.
2. Los especiales son productos que se entregan a clientes específicos.
3. Y los de residuos, que resultan del proceso de refinación y tiene demanda en la industria.

Los derivados especiales y residuos se expenden desde los centros de despacho de la filial, ubicados en las refinerías de Esmeraldas y de la Libertad y en los terminales de El Salitral y El Beaterio.

En el caso de jet fuel y de Avgas, Petrocomercial abastecedora cuenta con unas instalaciones en el aeropuerto de Quito y Guayaquil, desde donde se efectúan las transferencias a las comercializadoras privadas y a la red de clientes de la comercializadora de Petrocomercial. Estas instalaciones pasaron a poder de los Municipios de Quito y Guayaquil que son los dueños de los aeropuertos.

1.6.2. Mecanismos de Comercialización

Para dar agilidad a la nueva modalidad de comercialización de derivados de petróleo en el país, Petrocomercial implantó el sistema de facturación de derivados, a través de la banca privada que tiene cobertura nacional y se conecta con el sistema de teleproceso de la filial.

1.6.3. Petrocomercial Comercializadora

El 29 de enero de 1995 se crea la Comercializadora de Petrocomercial como marca (igual a movil, texaco, puma etc) organización destinada a competir con las comercializadoras privadas de otras marcas (se entiende que siendo un elemento de la filial tiene autonomía de la gestión). En la fecha señalada se obtuvo la calificación como tal para actuar en forma independiente . Cuenta con tres estaciones de servicio propias, una en Quito y dos en Galápagos, además de 89 estaciones de servicio afiliadas a la red en 16 provincias de país, que mantienen contratos de comercialización. En su mayoría están ubicadas en sitios marginales, con una modesta infraestructura, demostrándose la decisión de la Empresa Estatal en apoyar a las zonas alejadas aún cuando económicamente no es rentable, son los servicios que presta el Estado y que no los asume nunca la empresa privada.

La gasolinera de Petrocomercial en Quito, vende diariamente alrededor de 22.000 gls de gasolina súper, 25.000 gls de gasolina extra, e igual cantidad en diesel, operando las 24 horas del día.

Genera una considerable rentabilidad al Estado y, pese a las limitaciones económicas de la filial, constituye un ente regulador del mercado de comercialización de combustibles, Su excelente servicio ha ganado el favor del público.

1.6.4. Facturación

Para modernizar el sistema de comercialización de derivados de petróleo en el país, Petrocomercial desarrolló e implanto el software llamado sistema de facturación de derivados, a través de la banca privada que tiene cobertura nacional y se conecta con el sistema de teleproceso de la filial, lo que facilita y dinamiza el despacho de combustibles a la vez que, permite un alto control operativo y financiero

1.6.5. Precios

La revisión periódica de los precios de los combustibles es parte de una política económica aplicada a una economía donde los ingresos "fiscales siempre son magros por fallos en el sistema de recaudación. Es de reconocer que esto mejoró sustancialmente con la aparición y gestión del SRÍ, sin embargo siguen existiendo otras áreas que no aportan en medida de lo que la Ley determina. De allí que el Estado siempre tiene que recurrir a los precios de los combustibles, como mecanismo inmediato de recuperación de ingresos. Los elevaciones de precios siempre las determina el Ministerio de Economía, que es el beneficiario directo de estos nuevos ingresos para destinarlos al Presupuesto Nacional.

El decreto ejecutivo 1433, de enero de 1994 (Durán Ballén), inicio de nuevas políticas de precios de los combustibles en el mercado interno. Determina algunos factores para el cálculo de fijación de los precios de venta al público de los derivados de petróleo, uno de ellos, el margen de utilidad para las comercializadoras y distribuidoras, que ha fluctuado desde el 11% de ese entonces, a un máximo de 23% en la gasolina súper. Desde agosto a diciembre de 1999 se estabilizó en el 19,93, finalmente, el 26 de mayo del

2000, el margen de utilidad para la gasolina extra y el diesel se modificó hasta un máximo del 15%, los demás combustibles tienen margen abierto

Los ingresos provenientes, de las ventas, de combustibles son destinados a financiar el programa de reactivación económica del Ecuador.

1.6.6. Inversiones Privadas

Las reformas a la Ley de Hidrocarburos, de noviembre de 1993, orientadas a fomentar la inversión privada en el sector petrolero, pusieron en vigencia un nuevo marco legal que regula las actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta de derivados de petróleo producidos en el país o importados.

Garantiza la inversión de las comercializadoras en el país dentro del contexto de la política modernizadora.

El reglamento, para ejecutar las actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta al público de derivados del petróleo, producidos o importados, define a las comercializadoras como toda persona natural o jurídica, nacional o extranjera, que cuente con una red de centros de distribución y la infraestructura propia y/o arrendada, necesaria para realizar bajo su marca y responsabilidad, la importación, almacenamiento, transporte, comercialización y distribución al granel de derivados del petróleo (esto en lo general no se ha cumplido)

Pueden comercializar los derivados del petróleo para satisfacer la demanda de los sectores, automotriz, industrial, naviero nacional e internacional, pesquero industrial, camaronero, y aéreo.

Para cumplir con su objetivo, las comercializadoras deben suscribir un contrato con Petrocomercial abastecedora, responsable de la entrega de los productos bajo las normas de calidad y volumen establecido por el Instituto Ecuatoriano de Normalización, INEN.

La distribución y ventas de derivados lo hacen las comercializadoras, bajo su marca y responsabilidad, y a través de una moderna red de distribuidores constituyéndose en intermediarios en la cadena de abastecimiento de combustibles, desde los centros de almacenamiento y despacho de combustibles nacional o importado, hasta los puntos de venta al consumidor.

Después de 10 años de funcionamiento del nuevo modelo de comercialización de los derivados del petróleo en el país, se evalúa que mejoró la presentación y renovación de los puntos de venta al detal (gasolineras), parcialmente el servicio, sin embargo hay en algunos distribuidores anomalías en cuanto a la calidad y cantidad, lo que compensa con el funcionamiento del sistema de distribución estatal, que vende su marca con el slogan *cantidad y calidad garantizadas+*.

La idea inicial del Gobierno de ese entonces no logró el propósito de establecer un equilibrio en los precios de los productos, bajo un criterio de libre competencia.

Tampoco las comercializadoras como es su obligación de intermediarias han construido la infraestructura de almacenamiento como determina la ley de hidrocarburos y su respectivo reglamento.

Todas las etapas de la comercialización de derivados del petróleo, la cantidad y la calidad, así como el cumplimiento de las normas vigentes y la

atención al consumidor final, están bajo control y fiscalización de la Dirección Nacional de Hidrocarburos, del Ministerio de energía y Minas.

Los precios de los combustibles, siendo parte de los ingresos del Estado, los fija el Ministerio de Economía y Finanzas de acuerdo a los factores técnicos y económicos, de su política fiscal.

1.7. MISION, VISION Y OBJETIVOS

1.7.1. Misión

Contribuir al desarrollo nacional y al bienestar de la sociedad ecuatoriana mediante el abastecimiento eficiente y oportuno de los derivados del petróleo; y regular el mercado a través de la calidad y el servicio, procurando una mayor distribución de los beneficios de la industria petrolera.

1.7.2. Visión

Una empresa líder, gerenciada de acuerdo a valores éticos de honestidad, transparencia y profesionalismo; exitosa en el mercado globalizado, con un personal altamente calificado y comprometido con la Institución.

1.7.3. Objetivos

Con el propósito de apoyar una cultura empresarial corporativa y la reforma estructural, Petrocomercial viene trabajando en el levantamiento y actualización de sus procesos y en la determinación de los principales indicadores, que permitan un mejor control de la gestión de la filial, lo que conllevará a mejorar la eficiencia y eficacia operativa y administrativa.

Los principales objetivos operativos son:

- Abastecer de combustibles al país en calidad y cantidad cumpliendo las normas establecidas para el efecto.
- Ocupar el 100% de la capacidad de transporte y almacenamiento.
- Incrementar los días de stock principalmente en gasolinas y diesel.
- Cumplir con los objetivos ambientales.
- Ampliar el número de estaciones de servicio afiliadas a la red de Petrocomercial Comercializadora
- Automatización de poliductos y terminales

1.8. FORTALEZAS, OPORTUNIDADES, DEBILIDADES Y AMENAZAS

1.8.1.- Fortalezas

- Conocimiento total del mercado
- Infraestructura con amplia cobertura geográfica
- Sistemas propios de telecomunicaciones e informática
- Personal de experiencia y mística de trabajo
- Empresa líder en abastecimiento a nivel nacional
- Generación de ingresos al Estado.

1.8.2.- Oportunidades

- Manejo de recursos INALIENABLES E IMPRESCRIPTIBLES
- Principal fuente de ingreso fiscal
- Existencia de tecnología que favorece al desarrollo institucional

- Líderes en el país en la infraestructura de transporte y almacenamiento.

- Credibilidad y confianza en el mercado

1.8.3. Debilidades

- Estructura organizacional funcional y no por procesos
- Inadecuado canal de comunicaciones
- Falta de un sistema de seguridad eficiente
- Presupuestos elaborados son inadecuados por falta de planificación
- Ausencia de indicadores de gestión
- Ausencia de un sistema integrado de gestión.
- Ausencia de un sistema de gestión de calidad ISO
- Ausencia de un sistema de perfiles y competencias.

1.8.4.- Amenazas

- Imagen cuestionada en el país.
- Interés político en el sector.
- Dependencia Financiera del Ministerio de Economía y Finanzas
- Inseguridad Jurídica
- Dependencia de terceros para el abastecimiento del mercado interno
- Criterio negativo de la sociedad sobre el rol de Petrocomercial
- Tecnología petrolera moderna es costosa
- Posibles procesos privatizadores.

1.8.5. Afectación de los Escenarios Externos

1.8.5.1.- Afectación Política

ASPECTO POSITIVO

- Existencia del Marco Legal Institucional
- La Constitución del Estado determina que el recurso petrolero es un
- Patrimonio inalienable e imprescriptible.

ASPECTO NEGATIVO

- Al sector petrolero se le considera de interés político.
- Ausencia de políticas permanentes de Estado para el sector petrolero.

1.8.5.2.- Afectación Económica

ASPECTO POSITIVO

- El presupuesto del Estado se nutre significativamente de ingresos petroleros y de la comercialización de sus derivados.
- Participación en el mercado incrementa los ingresos estatales.
- Generación de empleo directo y colateral

ASPECTO NEGATIVO

- Retorno de los recursos a la Institución, no es equitativo.
- Dependencia Financiera del Ministerio de Economía y Finanzas
- El presupuesto aprobado de Petroecuador no es financiado ni atendido.

- Retrazo gubernamental en la aprobación del presupuesto de Petroecuador.

1.8.5.3. Afectación de Mercado

ASPECTO POSITIVO

- Líderes en la Infraestructura de abastecimiento de combustibles
- Disponibilidad de combustibles en el mercado internacional para abastecer necesidades.
- Mercado y usuarios, confían en la institución por calidad, precio y oportunidad de entrega.

ASPECTO NEGATIVO

- Precios de los combustibles son políticos.
- Fenómenos naturales originan desabastecimiento de combustibles.
- Dependencia de terceros para el abastecimiento del mercado.
- Existencia de contrabando de combustible.
- Existencia de robo de combustibles en ductos

1.8.5.4.- Afectación de Seguridad

ASPECTO POSITIVO

- Existencia de Políticas de seguridad y protección
- Existencia de sistemas de seguridad en el mercado
- Fortalecimiento a la Fuerza Pública y Fuerzas Armadas

ASPECTO NEGATIVO

- Bandas organizadas para robo y contrabando de combustibles.
- Desprotección fronteriza
- Posible presencia del terrorismo y guerrilla

1.8.5.5. Afectación de los Escenarios Internos

AFECTACION DE PRECIO

ASPECTO POSITIVO

- Productos que generan alta rentabilidad
- Generador de recursos para el Estado
- Precio fijo a nivel de terminales

ASPECTO NEGATIVO

- Petrocomercial no establece precios (solo establece costos).
- Todos los ingresos por margen de Utilidad Petrocomercial transfiere al Estado.
- Manejo de productos con precios subsidiados

1.8.5.6. Afectación Plaza-Mercado

ASPECTO POSITIVO

- Lideres en el mercado
- Genera fuentes de trabajo

- Cobertura nacional
- Existe de competencia en el mercado

ASPECTO NEGATIVO

- Inadecuadas políticas de mercado para los hidrocarburos.
- suseptible a compromisos políticos.
- En fronteras fomenta el negocio informal y contrabando.
- Necesidad de mayor relación directa con el cliente final

1.8.5.7.- Afectación de Administración

ASPECTO POSITIVO

- Personal calificado y con experiencia
- Mística de trabajo
- Capacidad de suplir la falta de procedimientos con su propia iniciativa

ASPECTO NEGATIVO

- Provisión de repuestos y materiales inoportuna
- Inexistencia de un adecuado desarrollo de personal
- Ingerencia política
- Infraestructura mobiliaria cumplió su vida útil
- Estructura organizacional por funciones y no por procesos

- Propuestas gremiales sin soporte
- Inexistencia de Sistema Integrado de Gestión
- Inexistencia de Sistema de Gestión de Calidad
- Inexistencia de sistemas de perfiles y competencias.

1.8.5.8.- Afectación de Finanzas

ASPECTO POSITIVO

- Determinación de Costos y Contabilidad: los costos de comercialización y abastecimiento son administrados eficientemente con recursos limitados.

- Cartera: garantías bancarias, convenios de cobro

ASPECTO NEGATIVO

Presupuesto:

É*Elaboración inadecuada*; aprobación tardía

É*Ejecución*: limitación de recursos

É*Control*: supervisión insuficiente

Calidad de gasto:

- Se orienta a lo correctivo y no a lo preventivo

Determinación de Costos y Contabilidad:

ÉAusencia de un Sistema de Información de Gestión estandarizado, inexistencia de sistemas alternativos de comunicación

Élnexistencia de un sistema contable, presupuestario y de costos integrado y gerencial.

Élnexistencia de un sistema de cartera y pagos integrado a la contabilidad y gerencial.

1.9. ORGANIZACIÓN ADMINISTRATIVA

La Vicepresidencia de Petrocomercial, en el orgánico estructural depende del Consejo de Administración y por ende de la Presidencia Ejecutiva de Petroecuador.

Las Unidades que depende de la Vicepresidencia son:

- Unidad Legal
- Relaciones Públicas
- Planificación y Finanzas
- Control de Gestión
- Programación
- Gerencia Regional Norte
- Gerencia Regional Sur
- Con más detalle se puede apreciar en los cuadros Nos 3, 4 y 5 en el anexo N° 5.5 del Capítulo V.



CAPITULO II

BASE LEGAL Y NORMATIVA PARA EL MOVIMIENTO DE PRODUCTOS EN TERMINALES.

2.1. NORMAS VIGENTES PARA EL MOVIMIENTO DE PRODUCTOS EN TERMINALES

Petrocomercial no esta satisfecho de los sistemas de medición que existen actualmente en sus instalaciones como son los terminales y depósitos de combustibles donde se reciben y se despachan combustibles los mismos.

Petrocomercial requiere de un control automático en los procesos de movimientos de productos para lo cual requiere de cambios en sus medidores los mismos que presenten información en tiempo real, incluida la seguridad integral.

El Ecuador mediante Regulación No P y M 92-22 y publicada en el Registro Oficial No 956, del 12 de junio de 1992 acepta las recomendaciones de la Organización Internacional de Metrología Legal, que en artículo primero dice textualmente:

Se incorporase a los documentos normativos del INEN las Recomendaciones Internacionales de la Organización Internacional de Metrología Legal OIML y Cuéntese en lo posterior con éstos como sustento científico y legal.

La recomendación OIML-R 117 referente a medidores de flujo manifiesta que la diferencia en la medición máximo es del 0.3% .

La Organización Internacional de Metrología Legal (OIML), es una organización intergubernamental mundial cuyo objetivo primario es armonizar las regulaciones y controles metrológicos aplicados por los servicios Nacionales de Metrología u organizaciones relacionadas, de sus estados miembros.

Las dos categorías principales de las publicaciones de la OIML son:

- Recomendaciones Internacionales (OIML R), son modelos de regulación que establecen las características metrológicas requeridas por ciertos instrumentos de medida y que especifican métodos y equipos para verificar su conformidad; los Estados Miembros de la OIML implementarán estas recomendaciones con la mayor amplitud posible;

- Documentos Internacionales (OIML D), los cuales tienen naturaleza informativa, cuyo propósito es mejorar el trabajo de los servicios metrológicos.

2.2. SISTEMA DE MEDIDA Y SUS CONSTITUYENTES

- **Medidor para volúmenes de líquidos:**

Es un instrumento que tiene el propósito de medir continuamente, memorizar y presentar visualmente el volumen del líquido que pasa a través del transductor de medición a las condiciones en las que se realiza la medida.

Nota: Un medidor incluye al menos un transductor de medición, un calculador (incluye dispositivos de ajuste o corrección, si están presentes) y un dispositivo de indicación.

- **Transductor de medición**

Es la parte del medidor que transforma el flujo o el volumen del líquido a ser medido en señales que son procesadas por el calculador. Puede ser autónomo o usar una fuente externa de alimentación.

Nota: Para el propósito de ésta recomendación, el transductor de medición incluye el sensor de flujo o volumen.

- **Calculador**

Es la parte del medidor que recibe las señales de salida desde el transductor (es), y posiblemente, desde instrumentos de medida asociados, las transforma, y si es apropiado memoriza los resultados hasta que sean usados. Adicionalmente, el calculador puede ser capaz de comunicarse en las dos vías con el equipo periférico.

- **Dispositivo Indicador**

Es la parte del medidor que presenta visualmente de una manera continua los datos de la medición.

Nota: Un dispositivo de impresión que provee una indicación al final de la medición no es un dispositivo indicador.

- **Dispositivo auxiliar**

Un dispositivo, que tiene el propósito de realizar una función particular, directamente involucrado en la elaboración, transmisión o presentación de los resultados de la medición.

Los dispositivos auxiliares son:

- dispositivo de ajuste de cero,
- -dispositivo de indicación repetida,
- -dispositivo de impresión,
- -dispositivo de memoria,
- -dispositivo de indicación de precio,
- -dispositivo de indicación de valor total,
- -dispositivo de conversión,
- -dispositivo de ajuste previo,
- -dispositivo de auto servicio.

Nota: Un dispositivo auxiliar puede o no puede estar sujeto a control metrológico legal de acuerdo con su función en el sistema de medida o a regulaciones nacionales.

- **Dispositivo adicional**

La parte de un dispositivo, que no sea un dispositivo auxiliar, que se requiere para asegurar una medición correcta o que tiene el propósito de facilitar las operaciones de medida o que podría de alguna manera afectar la medición.

Los principales dispositivos adicionales son:

- Dispositivo de eliminación de gas,
- Indicador de gas,
- Ventanilla de indicación,
- Filtro, bomba,

- Dispositivo usado para el punto de transferencia,
- Dispositivo antiremolino, ramificaciones o caminos de derivación, válvulas,
- Mangueras.

- **Medidor**

En los medidor(es) de un sistema de medida se cumplirán los siguientes requerimientos, sea que esté(n) o no sujeto(s) a aprobación separada del modelo:

- Campo de operación

El campo de operación del medidor está determinado por las siguientes características:

- Magnitud mínima de medición.
- Campo de medida limitada por la velocidad mínima de flujo Q_{\min} .
- La velocidad máxima de flujo Q_{\max} , y
- Presión máxima del líquido, P_{\max} ,

La naturaleza del líquido(s) a ser medido(s) y los límites de la viscosidad dinámica y cinemática cuando la indicación de la naturaleza del líquido por sí sola, no es suficiente para caracterizar su viscosidad;

- Temperatura máxima del líquido, T_{\max} ,
- Temperatura mínima del líquido, T_{\min} ,

2.2.- Glosario de términos petroleros utilizados en Petrocomercial

(ver capitulo V anexo N° 5.4)

CAPITULO III

TERMINAL DE SANTO DOMINGO

3.1.- DESCRIPCION DEL TERMINAL

TERMINAL DE SANTO DOMINGO

El terminal de Sto. Domingo esta ubicado en la provincia de Pichincha Cantón Sto. Domingo, sector Chiguilpe, Km. 10 de la vía San Domingo Aloag, ocupa una área de 60,76 Ha, en 11,26 Ha se asienta la infraestructura del Terminal y las 49,50 Ha. restantes corresponden a áreas verdes y de protección.

Las instalaciones entraron en operación en septiembre de 1980.

El terminal esta abastecido por la Refinería de Esmeraldas por medio del poliducto Esmeraldas Sto. Domingo y despacha sus productos hacia Pascuales por el poliducto Sto. Domingo Pascuales y al Beaterio por el poliducto Sto. Domingo Beaterio (Quito), combustible que no ingresa al Terminal solamente utiliza la estación de bombeo del Terminal.

El Terminal almacena y distribuye gasolina extra, gasolina super, diesel 1, diesel 2, vía auto-tanque, para Santo Domingo y su zona de influencia.

La capacidad de almacenamiento del terminal es el siguiente:

Capacidad operativa 248.702 bls.

Capacidad total 271.569 bls.

Ha= hectáreas

Bls= barriles

Capacidad que esta distribuida en los siguientes tanques:

1 de gasolina super

3 de gasolina extra

3 de diesel 2

2 de diesel 1

La demanda diaria durante el mes de junio de 1.999 en el terminal de Sto. Domingo es la siguiente :

Gasolina super	500 bls
Gasolina extra	2.200 bls.
Diesel 2	3.300 bls
Diesel 1	50 bls

3.2. RECEPCION DE PRODUCTOS AL TERMINAL

La recepción de combustibles es directamente de la refinería de Esmeraldas por medio del poliducto Esmeraldas Santo Domingo cuyas características son las siguientes

ESMERALDAS Æ SANTO DOMINGO

Tiene una extensión de 164 Km. El diámetro de su tubería es de 16+ con especificación **5LX Æ GRX - 52**; el Caudal mínimo de Operación es de 28.000 barriles por día y máximo 57.600 barriles por día; su empaquetamiento es de 121.800 barriles.

El Equipo principal de Esmeraldas, está conformado por:

Motor General Electric, eléctrico 2700 Kw., 2500- 3800 RPM 730-2500 HP Incrementador Citroen 1700-4200 RPM

Bomba Guinard 3000 bph D.V.M.x 6.8.11E6 Etapas

3 Bombas GINARD modelo DBMX3X4X10XSE

3 Motores principales marca MWM de 1.035 HP. , velocidad de 900 r.p.m., Serie

número TBD-440-GK

3 Incrementadores marca CITROEN . MESIAN, Potencia de 1.197 HP. , velocidad de 4.011 r.p.m.

1 Generador marca AEG, potencia de 580 KW.

1 Motor Generador marca MWM, potencia de 640 HP

El almacenamiento en la Cabecera de Esmeraldas es de 446.894 barriles y está conformado por los siguientes tanques:

3 Tanques de Gasolina Super

2 Tanques de Gasolina Extra

1 Tanque de Diesel 1

3 Tanques de Diesel 2

1 Tanque de Jet Fuel

1 Tanque de Consumo de Diesel

1 Tanque de Alivio

3.3. CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO

La capacidad de almacenamiento en el Terminal de Santo Domingo es la siguiente y distribuida en los siguientes tanques

Cuadro N° 6

CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO Y DISTRIBUCION DE TANQUES TERMINAL STO. DOMINGO UNIDAD: BARRILES

TANQUE N°	TIPO DE TECHO	PRODUCTO	VOLUMNES BLS		DEMANDA DIA	DIAS STOCK
			OPERATIVO	TOTAL		
600	FLOTANTE	G. SUPER	15.952	17.331		
TOTAL			15.952	17.331	500	31.9
625	FLOTANTE	G. EXTRA	11.618	13.210		
725	FLOTANTE		27.426	29.034		
CAB. 01	FLOTANTE		56.091	61.813		
TOTAL			95.135	104.289	2.200	43.2
675	FIJO	DIESEL 2	34.375	37.422		
750	FIJO		30.003	31.829		
CAB. 02	FIJO		62.627	69.333		
TOTAL			127.005	138.604	3.300	38.4
650	FIJO	DIESEL 1	4.381	4.628		
700	FIJO		6.229	6.737		
TOTAL			10.610	11.365	50	212.2

Fuente: Petrocomercial

CAPACIDAD TOTAL DEL TERMINAL

OPERATIVA 248.702 BLS

TOTAL 271.569

3.4. DESPACHO DE PRODUCTOS DESDE EL TERMINAL DE SANTO DOMINGO

El Terminal de de Santo Domingo despacha sus productos de la siguiente manera:

3.4.1. Al Terminal de Pascuales por medio del poliducto Santo Domingo Pascuales

Para abastecer de Combustibles a la ciudad de Guayaquil y su zona de influencia. Producto que no ingresa al Terminal solamente se utiliza la estación de bombeo del Terminal de Santo Domingo, es decir el producto pasa por el poliducto Esmeraldas Santo Domingo directamente al poliducto Santo Domingo Pascuales.

3.4.2.- A Los terminales del El Beaterio y Ambato

De igual manera lo realiza a las ciudad de Quito y Ambato, y su zona de influencia a los terminales del El Beaterio y Ambato por medio del poliducto Santo Domingo- Beaterio- Ambato. Producto que no ingresa al Terminal de Santo Domingo, pasa directamente por el poliducto, utilizando únicamente la estación de bombeo del Terminal en mención.

3.4.3.- A la Ciudad de Santo Domingo

Para abastecer a la ciudad de Santo Domingo y su zona de influencia lo realiza por medio de auto-tanques en su patio de despacho. Utilizando la tanquería que dispone el Terminal y siendo responsable del volumen recibido y despachado.

Un detalle de cada uno de estos procesos describimos a continuación:

POLIDUCTO SANTO DOMINGO - PASCUALES

Descripción General del Sistema.-

El Poliducto Sto. Domingo - Pascuales tiene una extensión de 275 Km. transporta Gasolina Super, Gasolina Extra, Diesel 1, Diesel 2 y Jet Fuel desde la Refinería de Esmeraldas.

La Capacidad Mínima de Bombeo es de 31.200 bls./día y su Capacidad Máxima de Bombeo es de 38.400 bls./día.

El Diámetro Nominal de la tubería en toda su extensión es de 10 pulgadas.

La Presión de Diseño es de 2000 PSI y la presión de operación es de 1250 - 1700 PSI.

El Empaquetamiento de la Línea es de 91.800 bls.

Para su operación requiere de una estación de bombeo en Sto. Domingo y una estación de reducción en Pascuales.

El equipo principal de bombeo en Sto. Domingo es el siguiente:

Motor General Electric, eléctrico 2700 Kw, 2500- 3800 RPM 730-2500 HP.

Incrementador Citroen 1700-4200 RPM

Bomba Guinard 3000 bph D.V.M.x 6.8.11E6 Etapas

3 Bombas GINARD modelo DBMX3X4X10XSE

3 Motores principales marca MWM de 1.035 HP. , velocidad de 900 r.p.m., Serie número TBD-440-GK

3 Incrementadores marca CITROEN . MESIAN, Potencia de 1.197 HP., velocidad de 4.011 r.p.m.

- 1 Generador marca AEG, potencia de 580 KW.
 - 1 Motor Generador marca MWM, potencia de 640 HP
 - 4 Bombas marca Byron Jackson de un caudal de 583 GMP
 - 2 motores Booster marca ACEC de una potencia de 29,5 Kw - 40
 - 2 motores principales marca ACEC de una potencia de 60 HP.
 - 2 generadores marca AEC de una potencia de 580 HP
 - 2 Motores generadores de una potencia de 644 HP
 - 1 Proveer marca F - H Moloney diámetro de 10+1BL
- El Equipo Principal en la Reductora de Pascuales es el siguiente:
- 1 válvula Daniel serie M 303 tipo 12 x 10 x 600
 - 15 válvulas varias marcas tipo manual
 - 1 válvula Fisher tipo ET 6 x 600 - RF
- Psi= libras por pulgada cuadrada.
- 3 válvulas varias marcas tipo check

POLIDUCTO SANTO DOMINGO Æ BEATERIO -AMBATO

El Poliducto Santo Domingo . Beaterio, transporta Gasolina Super, Gasolina extra, Diesel 1, Diesel 2 y Jet Fuel desde la Refinería de Esmeraldas hasta los Terminales de Santo Domingo y Beaterio y Ambato; para éste objeto, dispone de 4 estaciones de Bombeo que son las siguientes:

- Santo Domingo
- Faisanes
- Corazón
- Beaterio

Además posee tres estaciones de reducción que son:

- Santo Domingo
- El Beaterio y
- Ambato.

El Poliducto, se divide en tres tramos que se detallan a continuación:

SANTO DOMINGO Æ FAISANES

Tiene una extensión de 29 Km., el diámetro de su tubería es de 12+ y su especificación es 5LX . GRX . 52, el caudal de operación es desde 1.200 a 2.400 barriles por hora.

Su Equipo principal en Santo Domingo, está conformado por:

Motor General Electric, eléctrico 2700 Kw, 2500- 3800 RPM 730-2500HP

Incrementador Citroen 1700-4200 RPM

Bomba Guinard 3000 bph D.V.M.x 6.8.11E6 Etapas

3 Bombas GINARD modelo DBMX3X4X10XSE

3 Motores principales marca MWM de 1.035 HP. , velocidad de 900 r.p.m., Serie número TBD-440-GK

3 Incrementadores marca CITROEN . MESIAN, Potencia de 1.197 HP., velocidad de 4.011 r.p.m.

4 Bombas marca BYRON JACKSON, de un caudal de 583 galones por minuto.

2 Motores BOOSTER, marca ACEC, de una potencia de 29,5 a 40 Kw.

2 Motores principales marca ACEC, de una potencia de 60 HP.

2 Generadores marca AEC, de una potencia de 580 HP.

2 Motores generadores de una potencia de 644 HP.

1 Prover, marca F . H . MALONEY; diámetro 10+, 1 Bl.

1 Prover, marca Smith meter; diámetro 12+,

El almacenamiento operativo en Santo. Domingo es el de 248.702 barriles y está conformado por los siguientes tanques:

3 tanques de Gasolina Extra

1 tanque de Gasolina Super

2 tanques de Diesel 1

3 tanques de Diesel 2

1 tanque de Consumo

1 tanque de Alivio

FAISANES Ë CORAZON.-

Tiene una extensión de 36 Km., el diámetro de su tubería en Faisanes es de 12+, su especificación es 5 LX - GRX . 52; el caudal de operación es de 1.200 . 2.400 barriles / hora y la presión de operación es de 1.600 Psi.

Los equipos principales son los siguientes:

3 bombas marca GUINARD tipo principal con un caudal de 1.200 a 2.400 BPH

3 Motores principales marca MWM con una potencia de 1.184 HP. C/U.

3 Incrementadores marca CITROEN, serie N° HH-16.4, con una potencia de 1.184 HP.

1 Generador marca AEG, potencia de 300 Kw.

1 Motor Generador marca MWM, de 308 HP. de potencia

El almacenamiento en Faisanes es de 4.160 barriles y está conformado por los siguientes tanques:

1 Tanque de Diesel

1 Tanque de Alivio

1 Tanque de Consumo

CORAZON Ë BEATERIO.-

Tiene una extensión de 24 km. El diámetro de la tubería es de 12+ y tiene un caudal de Operación entre 1.200 a 2.400 BPH y la presión de Operación es de 1.200 PSI.

Los equipos principales en el Corazón son los siguientes:

3 Bombas marca GINARD tipo principal, modelo DBM X 4 X 6 x 10 - 5
ETA

3 Motores principales marca MWM, de 1.184 HP. de potencia

1 Incrementador marca CITROEN, potencia 1.187 HP.

1 Generador marca AEG de 265 Kw. de potencia

El almacenamiento en el Corazón es de 4160 Bls. y está conformado por los siguientes tanques:

- 1 Tanque de Diesel 2
- 1 Tanque de Alivio
- 1 Tanque de Consumo diario

POLIDUCTO BEATERIO - AMBATO

Tiene una extensión de 113 km. El diámetro de su tubería es de 6", el caudal de operación es de 300 . 550 BPH y la presión de Operación es de 1200 Psi.

Los equipos principales en el Beaterio son los siguientes:

- 3 Bombas GUINARD, 8 ETAPAS, 817.6 PSIG, 300 a 550 BPH motores
- 3 Motores BASAN MAN 495 HP,
- 1 Incrementador Marca CITROEN, de 405 Kw de 1500-3774 RPM
- 1 Generador marca AEG, de 265 Kw. de potencia

El almacenamiento operativo en Ambato es de 133.494 barriles y está conformado por los siguientes tanques:

- 3 Tanques de Gasolina Extra
- 1 Tanque de Gasolina Super
- 1 Tanque de Diesel 1
- 3 Tanques de Diesel 2
- 1 Tanque de Slop

3.4.6. Proceso de Control de Cargas en Auto Tanque en el Terminal De Santo Domingo Para Abastecer de Combustibles a la Ciudad De Santo Domingo Y Su Zona De Influencia

A continuación detallamos el proceso de carga de combustibles en los terminales de Petrocomercial y en especial del Terminal de Santo Domingo.

- Convenio entre Petrocomercial y los Bancos.- el cliente acude al banco donde hace el requerimiento de combustible y se enlaza con el sistema de banco Petrocomercial e intercambian información cliente comercializadora, si la información es correcta el banco genera una factura no valorada o nota de pedido.

- Factura no valorada o nota de pedido.- éste documento tiene tres copias que son distribuidas de la siguiente manera:

- Una copia al cliente.
- Una copia que se denomina archivo depósito.
- Una copia para la comercializadora.

- Con la copia archivo depósito, el transportista va a la sucursal de Petrocomercial al área de despacho y el funcionario de la abastecedora ingresa toda la información que esta en la nota de pedido o factura no valorada y canjea ésta por el comprobante de despacho o guía de remisión.

Es necesario señalar que en el sistema de Petrocomercial se encuentra registrada la siguiente información:

- Código de la Comercializadora.

- Número de la factura no valorada.
- Número de la placa del banquero.

Con esta información el área de despacho conoce la capacidad del tanquero, número de compartimentos y distribuye la carga.

El transportista con el comprobante de despacho se dirige a la garita donde entrega el turno para ingresar al patio de despacho y a la isla de carga asignada.

- El operador del Terminal de Petrocomercial recibe el comprobante de despacho e ingresa éste al accuload (medidor), también registra la cantidad a despachar, el chofer del autotanque o transportista coloca el brazo de la carga en la boca del compartimento del auto tanque y se inicia la carga, terminada ésta se retira el comprobante de despacho del accuload donde queda registrado el volumen despachado.

El comprobante de despacho tiene 6 copias que son:

- Una copia al operador del Terminal.
- Dos copias a las oficinas de la sucursal (oficina de ventas del Terminal), una copia para el archivo que se adjunta a la factura no valorada.
- y la otra va al registro de la sucursal.
- Una copia al SRI.
- Una copia al destinatario.
- Una copia para el transportista para el pago del flete.



PDF Complete

*Your complimentary use period has ended.
Thank you for using PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to Unlimited Pages and Expanded Features](#)

Todos los días finalizados los despachos se consolida la información de la siguiente manera:

La sucursal cuadra los despachos con los documentos y la información del sistema, y el Terminal cuadra los despachos por medidor y aforo de tanques.

Con esta información se realiza una consolidación final entre los datos de la sucursal y el Terminal (datos globales) y se suscribe una acta diaria de despacho.

La sucursal realiza el cierre diario de despachos utilizando la información que se encuentra en el sistema como el de la sumatoria de los volúmenes despachados por comercializadora, volumen despachado por cada uno de los productos y la información del banco.

A partir de las 11 a.m. se realiza la factura única de despachos del día anterior en Quito y Guayaquil que es un resumen de los despachos a nivel nacional, información que es transmitida por el sistema al banco para que éste pueda cobrar el valor del combustible a las comercializadoras.

3.5.- BALANCE OFERTA DEMANDA

Cuadro No 7

BALANCE DE MOVIMIENTO DE PRODUCTOS

TERMINAL DE SANTO DOMINGO

PRODUCTO : GASOLINA SUPER

UNIDAD : GALONES A 60 o F

FECHA INICIAL: 2004-01-01

FECHA FINAL : 2004-12-31

DATOS	INGRESOS	EGRESOS	DATOS REFERENCIALES	VOLUMEN AFORO
		Total de despachos		8.193.297
Inventario inicial	507.919	Transferencias auto-tanque	0	
Empaquetamiento inicial	8.179			
Total recepciones	7.712.508	Venta a clientes	8.109.787	
Por buque tanque	0	Por bombeo		
Por auto tanque	0	Consumo interno	28.854	0
		Existencia final		59.942
Por poliducto EQA	7.712.508	Empaquetamiento final		8.179
Suman	8.228.606			8.261.418
Diferencia volumétrica	32.812			0
Total	8.261.418			8.261.418
Porcentaje diferencia volumétrica				0.398

Balance anual de Petrocomercial
Fuente: Petrocomercial

BALANCE DE MOVIMIENTO DE PRODUCTOS

TERMINAL DE SANTO DOMINGO

PRODUCTO : GASOLINA EXTRA

UNIDAD : GALONES A 60 o F

FECHA INICIAL: 2004-01-01

FECHA FINAL : 2004-12-31

Cuadro No 8

DATOS	INGRESOS	EGRESOS	DATOS REFERENCIALES	VOLUMEN AFORO
		Total de despachos		32.592.532
Inventario inicial	633.783	Transferencias auto-tanque	0	
Empaquetamiento inicial	23.341			
Total recepciones	32.498.814	Venta a clientes	32.608.521	
Por buque tanque	0	Por bombeo		
Por auto tanque	0	Consumo interno	0	0
		Existencia final		532.304
Por poliducto EQA	32.498.814	Empaquetamiento final		23.341
Suman	33.146.938			33.148.177
Diferencia volumétrica	1.239			0
Total	33.148.177			33.148.177
Porcentaje diferencia volumétrica				0.003

Balance anual de Petrocomercial
Fuente: Petrocomercial

BALANCE DE MOVIMIENTO DE PRODUCTOS

TERMINAL DE SANTO DOMINGO

PRODUCTO : DIESEL OIL

UNIDAD : GALONES A 60 o F

FECHA INICIAL: 2004-01-01

FECHA FINAL : 2004-12-31

Cuadro No 9

DATOS	INGRESOS	EGRESOS	DATOS REFERENCIALES	VOLUMEN AFORO
		Total de despachos		62.081.867
Inventario inicial	1.280.009	Transferencias auto-tanque	0	
Empaquetamiento inicial	30.702			
Total recepciones	62.205.100	Venta a clientes	62.787.711	
Por buque tanque	0	Por bombeo		
Por auto tanque	0	Consumo interno	19.211	0
		Existencia final		1.398.451
Por poliducto EQA	62.205.100	Empaquetamiento final		30.702
Suman	63.515.811			63.511.020
Diferencia volumétrica	0			4.791
Total	63.515.811			63.515.811
Porcentaje diferencia volumétrica				0.007

Balance anual de Petrocomercial

Fuente: Petrocomercial

3.6. DESCRIPCION DE EQUIPOS EXISTENTES, ISOMETRIAS Y FOTOGRAFIAS

3.6.1.- Descripción de Equipos Existentes

CUADRO 10

Item	Equipo	Tamaño	Clase	Marca	Modelo
	Recepción desde la Cabecera Esmeraldas				
1	Válvula manual	14	150	Daniel	
2	Válvula manual	10	150	Daniel	
3	Válvula manual	2	300	s/n	
4	Válvula seguridad	2x2	300	Anderson Greenwood	
5	Válvula manual	2	150	Grove	
6	Detector de raspatubo				
	Filtros y Calibraciones de recepción				
1	Válvula manual	10	300	Daniel	
2	Filtro	10	300	S & B	
3	Válvula Motorizada	10	300	Daniel	
4	Válvula control	6	900	Fisher	350 DBD
5	Válvula manual	6	150	General Valve	Twin
6	Filtro	6	300	S & B	
7	Turbina	6	300	S/N	
8	Válvula control manual	6	300	Fisher	
9	Válvula Motorizada	6	300	General Valve	Twin
	Manifold de distribución				
1	Válvula Motorizada	10	150	Favra	
2	Válvula Manual	10	150	Favra	
3	Válvula Manual	8	150	GTS	
	Bombas Principales				

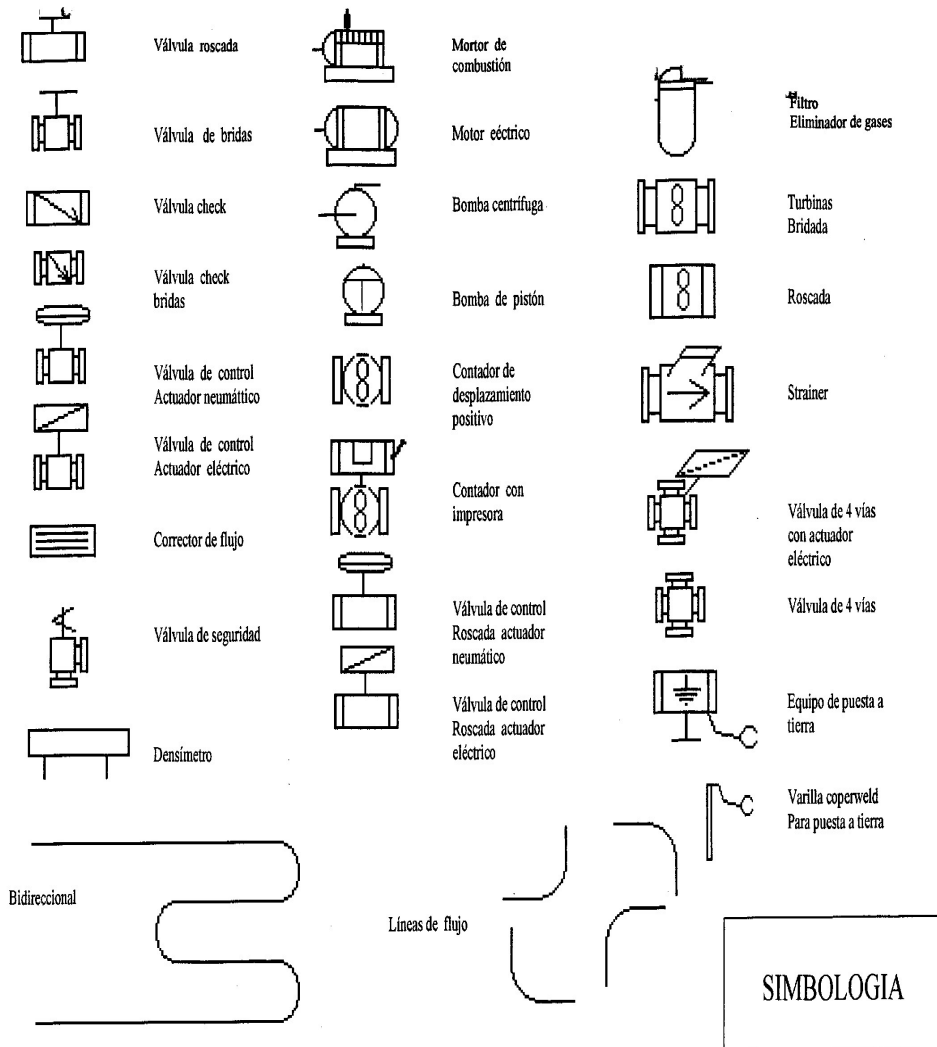
1	Válvula Motorizada	10	600	Walworth	
2	Bomba	6x8x11/6e		Pompes Guinard Energ	Dvmx/6x8x11/ 6st
3	Motor eléctrico			ABB	Ama 500L2a- Bsfh
4	Válvula check	10	600	Tom Wheatley	
5	Válvula Motorizada	10	600	Daniel	
6	Válvula de control	2	600	Masoneilan	
7	Válvula manual	10	600	GTS	
8	Válvula manual	10	600	s/n	
9	Válvula de control	2	600	Fisher	
10	Bomba principal	2400 GPM		GUINARD	DBMX4X6X10 -5ST
11	Incrementador	1187 HP		CITROEN MESSIAN	HIH - 16.4
12	Motor de combustion	1184 HP		MWM	TBD - 440 - BX
13	Válvula de control manual	4	600	Fisher	
14	Válvula manual	4	600	Fisher	
15	Válvula manual	6	900	Daniel	
16	Válvula manual	10	600	Daniel	
17	Válvula check	10	600	Favra	
18	Válvula Motorizada	10	600	Favra	
	Calibraciones hacia el Beaterio y Pascuales				
1	Válvula manual	10	600	Favra	
2	Válvula manual	4	600	AES	
3	Válvula manual	10	600	Daniel	
4	Válvula de control manual	10	600	Daniel	
5	Válvula Motorizada	10	600	Daniel	
6	Válvula check	6	900	Wheatley	
7	Válvula manual	6	900	Wagi	
8	Filtro	6	900	s/n	
9	Turbina	6		Smith	
10	Válvula Motorizada	6	900	General Seal	Twin
11	Válvula Motorizada			General Seal	Twin
	Tanques de almacenamiento				
	Tanque Ts 06 600				

	Válvula manual	10	150	Jenkins	
	Válvula manual	10	150	Triangle	
	Válvula check	10	150	T Y	
	Tanque Ts 07 625				
	Válvula manual	10	150	Triangle	
	Válvula motorizada	10	150	Daniel	
	Válvula check	10	150	Crane	
	Tanque Ts 12 750				
	Válvula manual	10	150	Daniel	
	Válvula motorizada	10	150	Daniel	
	Válvula check	10	150	Wag	
	Tanque Ts 11725				
	Válvula manual	10	150	Daniel	
	Válvula motorizada	10	150	Daniel	
	Válvula check	10	150	Wag	
	Tanque Ts 09675				
	Válvula manual	10	150	Triangle	
	Válvula motorizada	10	150	Daniel	
	Válvula check	10	150	s/n	
	Tanque Ts 08650				
	Válvula manual	10	150	Jenkins	
	Válvula motorizada	10	150	Crane	
	Tanque Ts 10700				
	Válvula manual	10	150	MM	
	Válvula motorizada	10	150	MM	
	Tanque Ts 12750				
	Válvula manual	10	150		
	Válvula motorizada	10	150		
	Válvula check	10	150		
	Bombas de transferencia				
1	Válvula Manual	10	150	WCB	
2	Válvula Motorizada	10	150	Daniel	
3	Strainer	10	150	s/n	
4	Bomba			Guinard	

5	Motor eléctrico	33 Kw		Schorch	
	2 Islas de carga con 8 surtidores.				
1	Válvula manual	4	150	s/n	
2	Filtro desaereador	4	150		
3	Contador de desplaz. pos.+ impresora			Smith Smith Metrer Inc.	Accuload II 799001-017 d43099
4	Válvula de control				
5	Sistema a tierra			Cross Hind	
6	Brazo de carga	4		Emco Wheaton	OPW
	Sistema Contra incendios				
	Islas de carga				
	Motor				
	Bomba		4x6x18		
	Generador de emergencia				
	Motor	480 Kw			TD 602 v12
	Generador	580 Kva		AEG	DK BH 4405/04
	Tanque Es-02-3613				

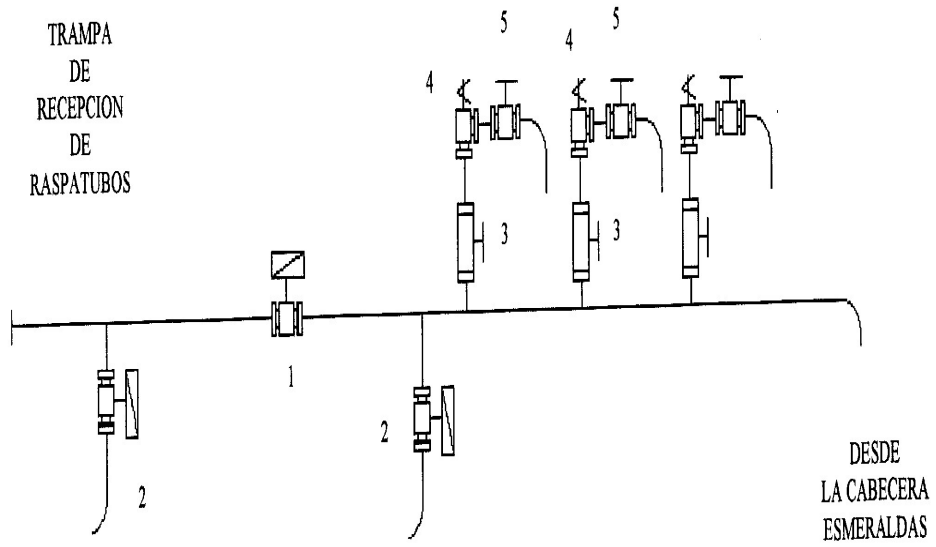
Fuente: Petrocomercial

3.6.2.- ISOMETRIAS: Fuente Petrocomercial

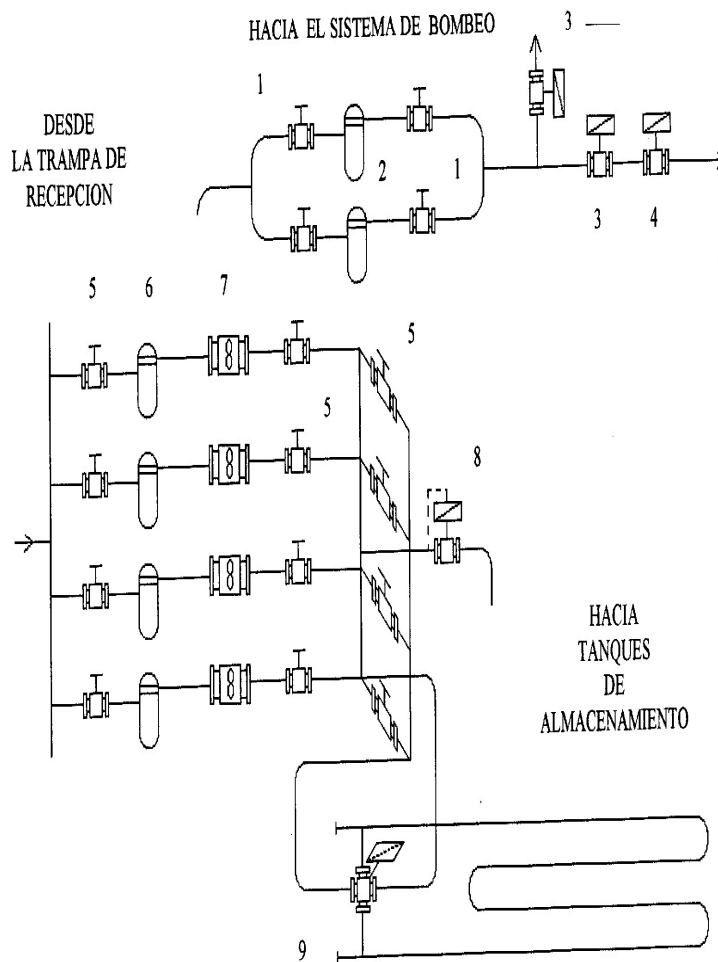


TERMINAL SANTO DOMINGO

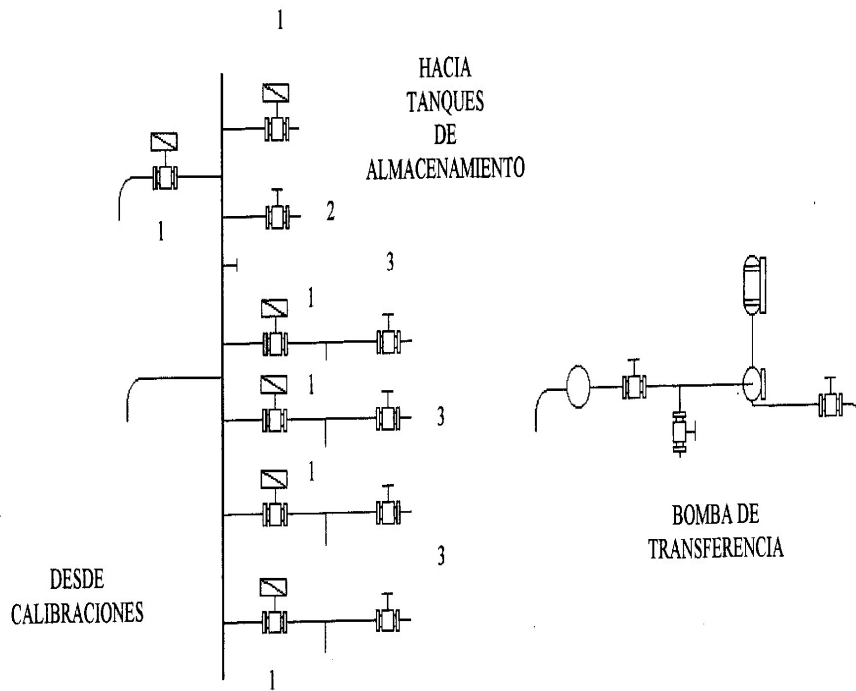
RECEPCION



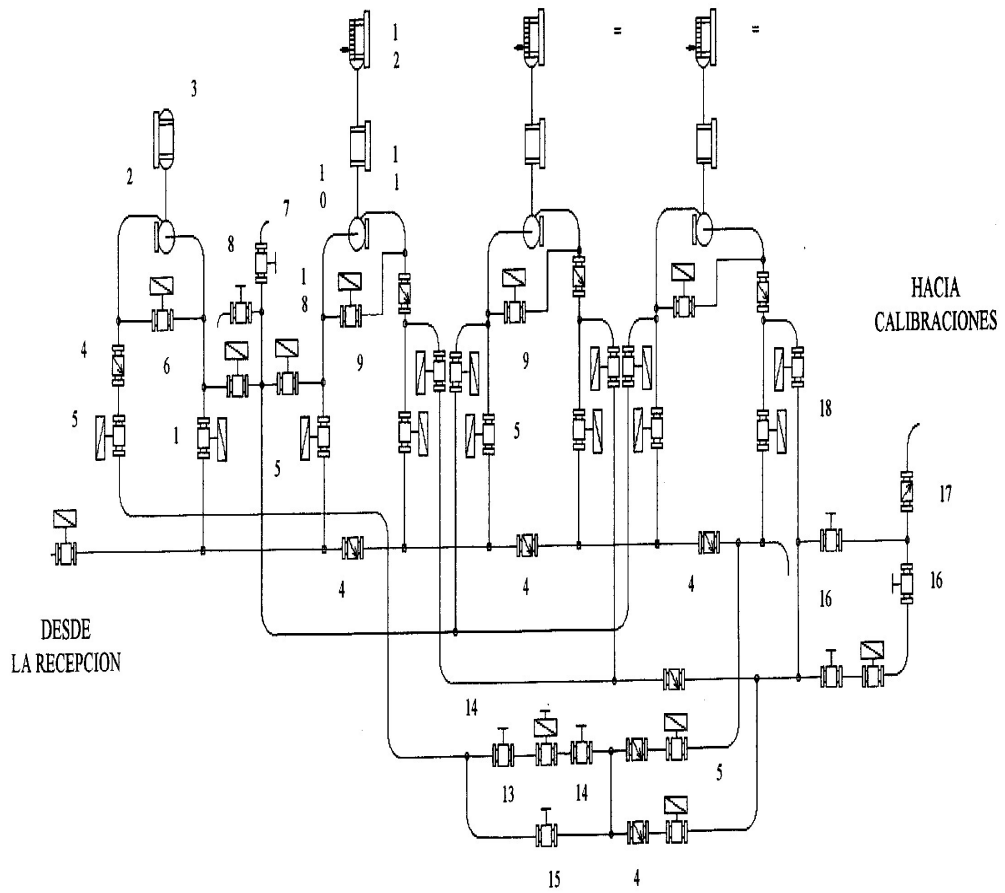
TERMINAL SANTO DOMINGO FILTROS Y CALIBRACIONES DE RECEPCION



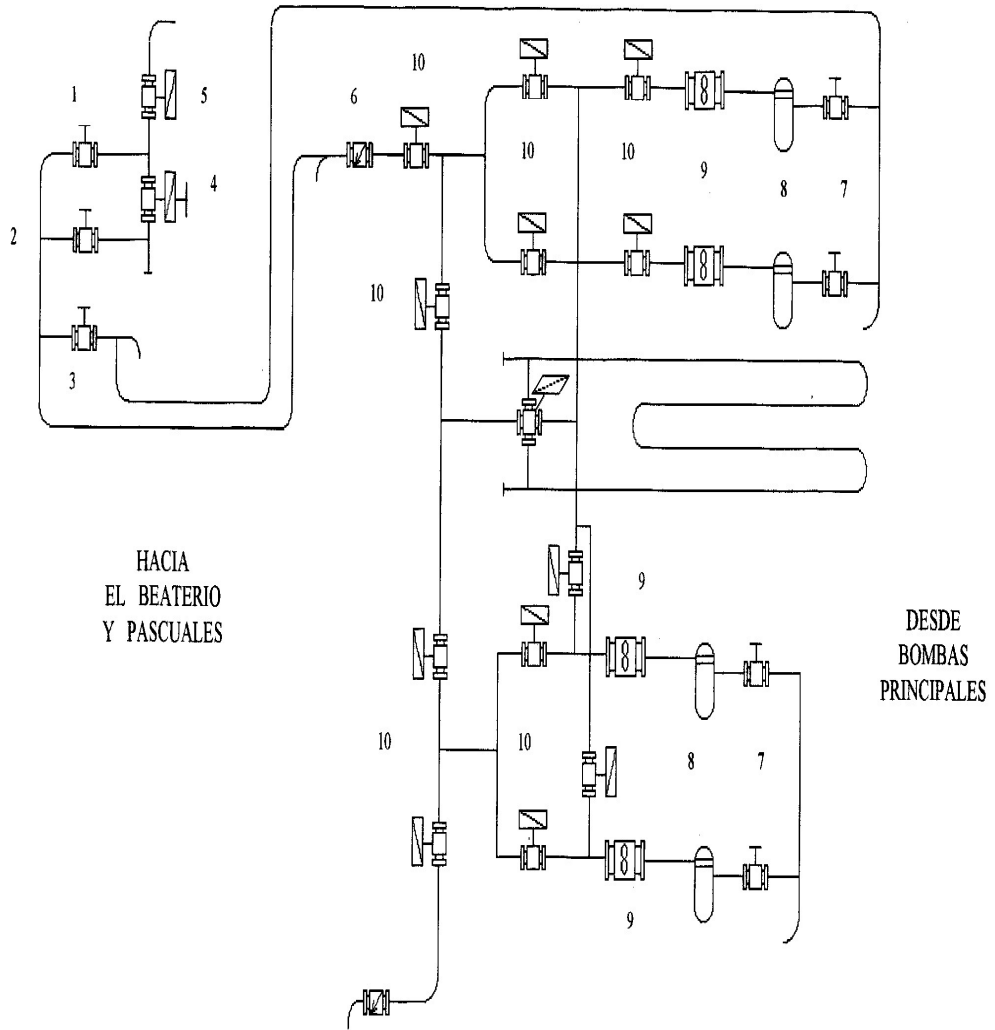
TERMINAL SANTO DOMINGO MANIFOLD DE DISTRIBUCION



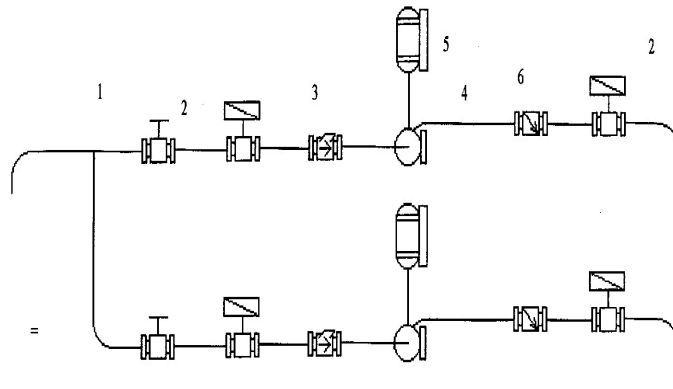
**TERMINAL
SANTO DOMINGO
BOMBAS PRINCIPALES**



TERMINAL SANTO DOMINGO
CALIBRACIONES
HACIA EL BEATERIO Y PASCUALES

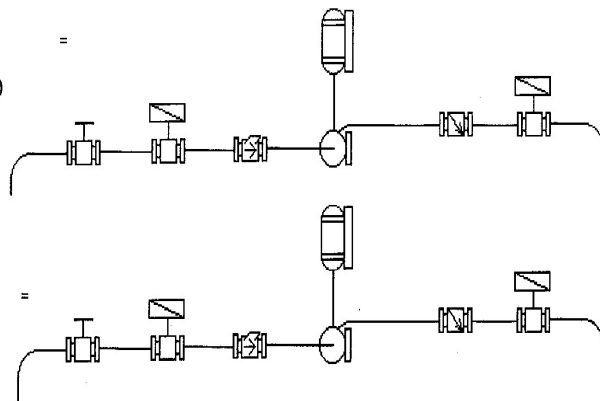


**TERMINAL SANTO DOMINGO
BOMBAS DE TRANSFERENCIA**

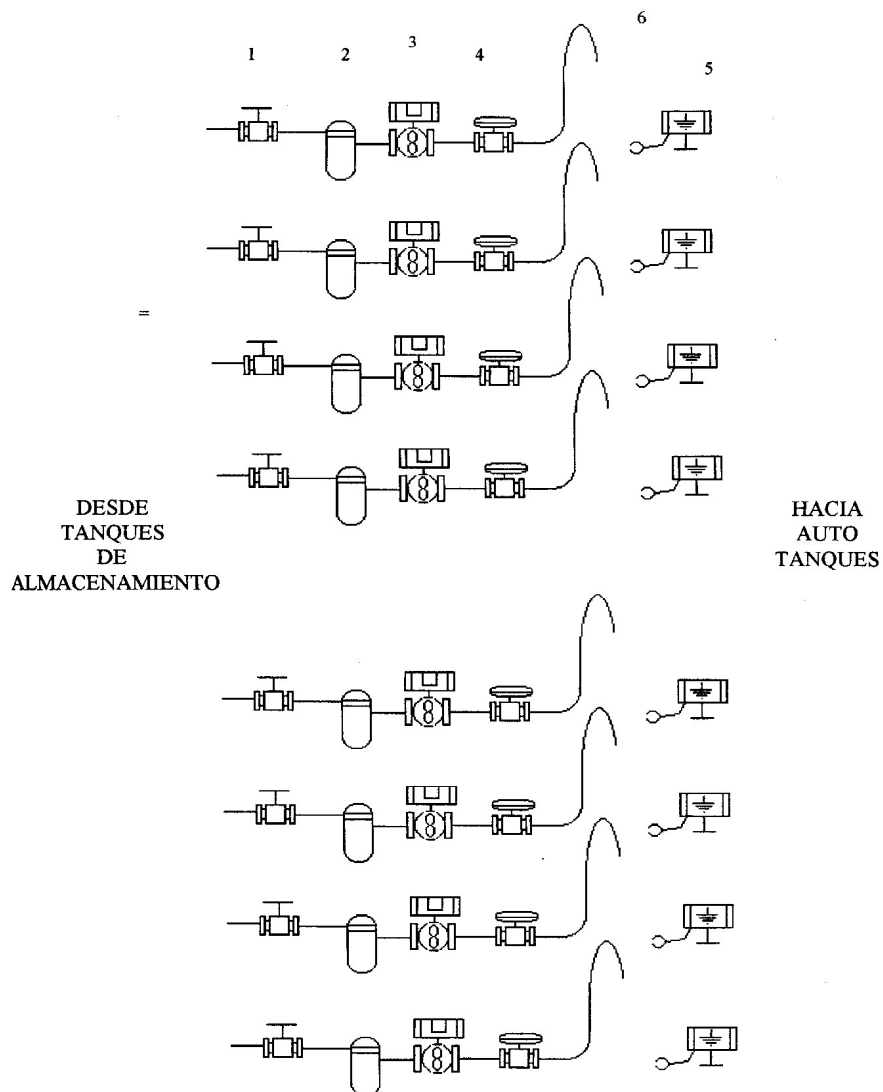


DESDE
TANQUES DE
ALMACENAMIENTO

HACIA
ISLAS DE
CARGA



**TERMINAL
SANTO DOMINGO
ISLAS DE CARGA
2 ISLAS CON 8 SURTIDORES**



3.6.3.- FOTOGRAFIAS: Fotografía No 1



3.7.- SISTEMA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

Las instalaciones de PETROCOMERCIAL Santo Domingo están ubicadas en la Provincia de Pichincha, Cantón Santo Domingo, Sector Chiguilpe, Km. 10 de la vía Santo Domingo-Aloag, ocupa un área de 60,76 Ha., y en 11,26 Ha. se asienta la infraestructura Terminal de Productos Limpios y las 49,50Ha, restantes corresponden a áreas verdes y de protección del Terminal, las instalaciones entraron en operación en septiembre de 1980.

El terminal de productos limpios de Sto. Domingo, se encuentra ubicado en un sector abierto, despoblado, junto a la panamericana norte de dicha ciudad, situación que conlleva a que los principales servicios de asistencia policial y de emergencia se encuentren a considerable distancia, 10 minutos aproximadamente.

En cuanto a Seguridad industrial se refiere, los responsables del área dictan charlas de refrescamiento a todas las personas que laboran al interior de las instalaciones, funcionarios, empleados permanentes y temporales, guardias etc.

Como se observa en la foto, el personal de cocineros y saloneros reciben instrucción sobre el manejo de las mangueras del sistema contra incendio.



Fotografía No 2 Fuente Petrocomercial

Sistema de seguridad sobre el despacho de combustibles.

Para las operaciones de carga de combustibles, los transportistas deben observar las regulaciones de seguridad industrial que son exigidas en primera instancia por el personal de guardias que revisan que porte el respectivo arrestallamas, los seguros, celulares apagados y el uso de ropa de algodón, luego el responsable de Seguridad Industrial revisará que porten la mascara contra gases y que observen las regulaciones internas.

En lo referente al despacho mismo, este se controla mediante un sistema de equipos electrónicos similares a los surtidores de gasolina de las estaciones de servicio.

Sistemas de iluminación en las instalaciones.

Conforme a la visita realizada a las instalaciones, la iluminación actual de la planta es meramente operativa y esta constituida por 55 luminarias de sodio Lu de 400 vatios y 24 lámparas de sodio Lu de 250 vatios, las cuales son insuficientes considerando que es un área abierta sumamente amplia y por tanto mantiene áreas oscuras que representan puntos de vulnerabilidad en caso de querer realizar atentados o intromisiones al interior de las instalaciones.

La instalación no dispone de iluminación protectora de seguridad que cubra áreas muertas y constituya un escudo disuasivo ante intentos de intrusión por parte de personas ajenas a la planta o delincuentes comunes.

LUMINARIAS



Fotografía No 3 Fuente Petrocomercial

Sistema de comunicaciones:

Las comunicaciones entre la garita de ingreso y las oficinas administrativas se realiza por medio del sistema de telefonía de tres dígitos.

El personal de guardias mantiene un sistema de comunicaciones propio de la empresa y lo hacen a través de 2 radios handy marca Motorola P 110 y uno marca motorola PRO 5150, uno en la garita principal, otro en el sector de las oficinas y el tercero en el área de tanques y salida sur.

Sistemas de alarmas que utiliza la entidad.

Existen tres alarmas sonoras, dos de la cuales están conectadas a detectores de humo, calor y fuego, las señales son enviadas a los tableros electrónicos de control ubicados en la Estación de Bombeo y en el Terminal.

En el evento de que estas se activen se ponen en ejecución el plan de contingencia y entran en operación los grupos contra incendios.



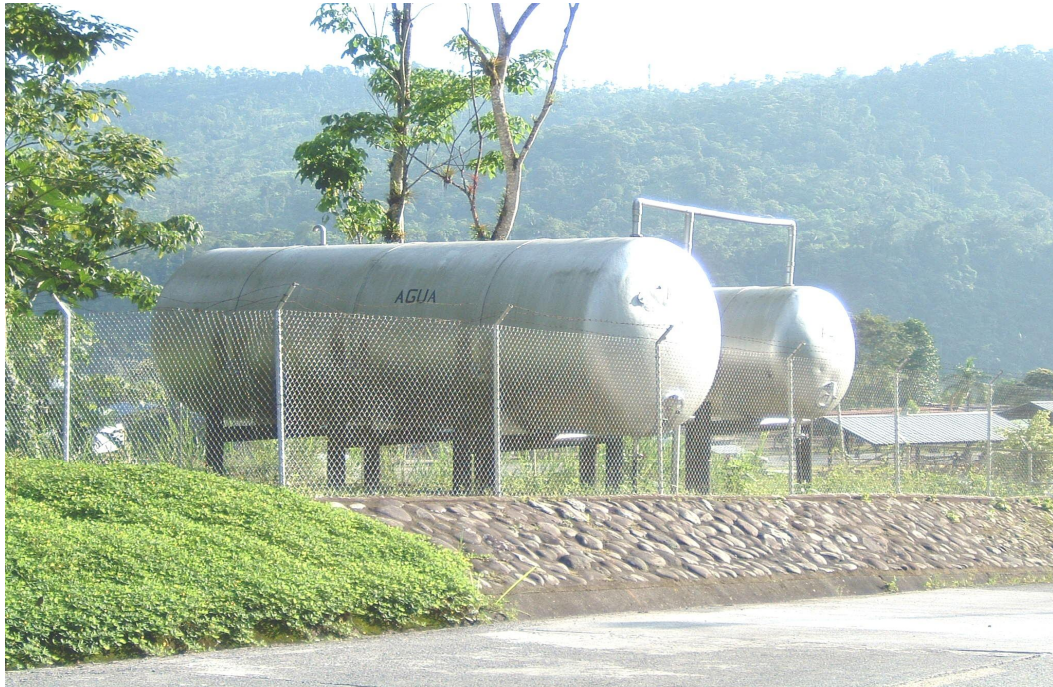
Fotografía No 4 Fuente Petrocomercial

Descripción de servicios básicos (agua, luz, otros)

Agua.- La instalación es abastecida por la Empresa de Agua Potable mediante el aprovisionamiento de agua filtrada que para su consumo es tratada mediante clorificación al interior de las instalaciones. Para reserva dispone de un tanque de ingreso de 24 m³, de cuatro tanques de agua tratada, dos de 15 m³, uno de 25 m³ y otro de 35 m³.

En caso de emergencia dispone de 5 bombas: dos sin especificaciones, una de 2 HP de potencia sin marca y dos de 3 HP de potencia sin marca, las que se encuentran en buen estado funcionamiento.

Las dos piscinas y el tanque del sistema contra incendios son alimentadas mediante la red de agua cruda de la municipalidad y tienen una capacidad de almacenamiento de 10.659 bls. y 8.500 bls. respectivamente.



Fotografía No 5 Fuente Petrocomercial



Fotografía No 6. Fuente Petrocomercial

Luz.- Es tomada del sistema interconectado, en caso de colapsar este sistema se dispone de un generador de emergencia marca MWM 232, de 500 Kva de potencia, trifásico 480 V, de 60 Hz.



Fotografía No 7. Fuente Petrocomercial

Sistema contra incendios.

El sistema contra incendios de la Estación de Bombeo esta compuesto por los siguientes dispositivos:

Trece (13) hidrantes monitores de agua, manuales.

Dos piscinas reservorios de agua con capacidad total de 3.000 mts³ cada una.

Un tanque (E-S.05-3616) con capacidad de 1.350 mts³.

Dieciocho (18) extintores manuales de 20 lbs. de polvo químico seco.

Un (1) extintor manual de espuma FFF.

Un (1) extintor manual de 30 lbs. de CO₂.

Dos (2) extintores manuales de 150 lbs. de polvo químico seco.



Fotografías Nos 8 y 9 Fuente Petrocomercial

El sistema contra incendios del Terminal está compuesto por los siguientes dispositivos:

21 hidrantes monitores de agua, manuales.

3 hidrantes monitores de espuma.

Cuatro (4) extintores portátiles de 20 lbs de polvo químico seco.

Uno (1) extintor portátil de 30 lbs de polvo químico seco.

Uno (1) extintor manual de 20 lbs de CO2.

Uno (1) extintor manual de 10 lbs. De CO2

Cuatro (4) extintores portátiles de 150 lbs de CO2.

Dos (2) extintores manuales de espuma FFF.

Sistema de inundación de polvo químico, con cuatro (4) Bomboneras automáticas de 2000 lbs c/u de polvo químico seco.

Nueve (9) sistemas de espuma (1 por cada tanque)

Cinco (5) sistemas de enfriamiento (1 por cada tanque)

Dos (2) Equipos contra incendio para la formación de espuma al 3% de fluoproteína

Diez (10) trajes completos de bombero

Dos (2) Equipos de aire contenido para uso de bombeo o para realizar trabajos en espacio cerrado



CUARTO DE CONTROL SIST. CONTRA INCENDIO. Fotografía No 10



BOMBONERAS 2000 LBS PQS Y CAMARAS DE ESPUMA QUÍMICA. Fotografía No 11
Fuente Petrocomercial

3.8. SISTEMA DE SEGURIDAD FISICA

3.8.1. Seguridad en la entidad.

Durante el tiempo de operación que tienen las instalaciones de PETROCOMERCIAL Santo Domingo, la responsabilidad sobre la seguridad física de la infraestructura y sus operaciones ha estado a cargo de los Jefes de los Poliductos o Terminales, quienes por las funciones administrativas y operativas inherentes a su cargo no disponen del tiempo necesario que esta actividad requiere, esto ha originado que en cuanto a seguridad de las instalaciones su actividad se haya limitado a supervisar de forma general el servicio que prestan las compañías de seguridad privada contratadas para el efecto, sin llegar a realizar inspecciones técnicas sobre el armamento u

operativas sobre los procedimientos y normas que deben observarse, en procura de mejorar los estándares de seguridad de las instalaciones.

Actualmente el Área de Seguridad Física de la Regional Norte es la responsable de la administración de los contratos de Vigilancia y Seguridad Armada que se mantienen con las empresas de seguridad particulares que prestan sus servicios en las diferentes instalaciones de Petrocomercial.

3.8.2. Entorno

El terminal de productos limpios de Sto. Domingo, se encuentra ubicado en un sector abierto, despoblado, junto a la panamericana norte de dicha ciudad, situación que conlleva a que los principales servicios de asistencia policial y de emergencia se encuentren a considerable distancia, 10 minutos aproximadamente.

Un punto favorable es la cercana ubicación del Batallón del Cuerpo de Ingenieros del Ejército que se encuentra a 500 mts aproximadamente, al frente de las instalaciones, unidad que al mantener un contrato de prestación de servicios con PETROCOMERCIAL, de alguna manera es responsable de brindar su apoyo en caso de suscitarse algún evento que atente contra la seguridad del personal o de las instalaciones.

En el supuesto de producirse alguna situación anómala que ponga en riesgo la seguridad de los funcionarios e instalaciones, se cuenta con el apoyo de las siguientes instituciones:

Cuadro No 11

INSTITUCIÓN	DIRECCION	TELEFONO
<u>POLICIA NACIONAL</u>	Av. Tsachila	
	Comando	2750 485
	Policía Judicial	2751 418
	Jefatura Tránsito	2752 775
	Prevención	2750 225
<u>CUERPO DE BOMBEROS</u>	Av. Quito 171	2750 253 2750 737
	<u>SEGURIDAD FISICA PCO</u>	ED. MATRIZ. Alpallana y 6 de diciembre 2529 368 2563 607 Ext. 245 y 163
<u>CIAS. SEGURIDAD</u>	Padre Maya 102 y Pedro Vicente Maldonado	2754 510 099722974
LAAR CIA. LTDA.		
<i>CIA. DUCTOS</i> <i>CPO. DE INGENIEROS</i>	Panamericana Norte Sector Chiguilpe	2656 424 2762 777 099445858
<i>CRUZ ROJA</i>	Puyo, entre Ibarra y Latacunga	2750 682

Fuente: Petrocomercial

3.8.3. Situación y efectos de la entidad en el entorno:

El transporte, almacenamiento y comercialización de productos derivados del petróleo, es una actividad que encierra un sinnúmero de riesgos tanto para las personas que laboran en las instalaciones como para aquellas que habitan en sus alrededores, igualmente esto se hace extensivo a sus equipos e infraestructura.

La ubicación misma del terminal, en una zona que por su topografía no permite el asentamiento de grupos humanos, ha hecho que no se presenten actitudes de rechazo u oposición a sus actividades o funcionamiento, por el contrario, es una instalación vital dentro del desarrollo socioeconómico de un área de fluencia muy amplia dentro de las provincias de Pichincha, Los Ríos, Manabí y Esmeraldas.

Haciendo referencia a lo anterior, es indispensable que se realicen coordinaciones con la Municipalidad tendiente a lograr la emisión de ordenanzas que eviten a futuro la proliferación de asentamientos humanos dentro de la franja (200 mts) que debe mantenerse como seguridad al contorno de este tipo de instalaciones.

La situación antes mencionada ha sido uno de los puntos principales tratados con las unidades policiales, tendientes a obtener un apoyo oportuno y eficiente en el caso de eventos que afecten a la seguridad de los funcionarios o las instalaciones.

3.8.4. Vías de aproximación y puertas de acceso y retirada

-Vías principales.- Vía pavimentada de primer orden (Panamericana Norte) que conduce desde Santo Domingo de los Colorados hacia Quito. El acceso al terminal se encuentra en el sector de Chiguilpe, en el Km. 10 ½.



Vía Principal Panamericana

Fotografía No 12 Fuente Petrocomercial

A partir de la vía mencionada anteriormente y al finalizar una recta de 350 mts aproximadamente, en sentido sur norte, se encuentra el ingreso al Terminal, construido por una vía de hormigón en una extensión de 100 mts aproximadamente y con un ancho de 8,60 mts, con amplitud y visibilidad suficientes para la circulación vehicular.



VIA DE ACCESO A LAS INSTALACIONES
Fotografía No 13 Fuente Petrocomercial

-Vías secundarias.- Se cuenta con una vía de tercer orden, la cual nace en la parte sur de la instalación y con una longitud de 2.500 mts aproximadamente recorre a lo largo de la rivera izquierda del río Toachi, atraviesa propiedades particulares y llega hasta el barrio El Paraíso, en eventos de emergencia podría ser utilizada para actividades de apoyo o evacuación.



VIA SECUNDARIA AL COSTADO SUR, fotografía No 14
Fuente: Petrocomercial

-Puertas de acceso.- La puerta principal, que facilita el acceso a la planta, de los vehículos que circulan en sentido sur . norte, es de tubo y malla, doble hoja, de accionamiento manual, de 3,92 mts de largo por 2,07 mts de alto cada hoja, utilizada para el ingreso y salida de vehículos, adyacente a esta se encuentra una puerta peatonal pequeña de 80 cm de

ancho por 1,70 mts de alto, utilizada exclusivamente para el ingreso y salida de personas.



Fotografía No 15 Fuente Petrocomercial

Adicionalmente se dispone de una segunda puerta que permanece cerrada y que podría facilitar el acceso de los vehículos que circulan en sentido norte-sur, es de las mismas características y medidas que la principal.



PUERTA DE ACCESO NORTE, Fotografía No 16



*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

Fuente Petrocomercial

La tercera puerta de acceso se encuentra ubicada en el costado sur de la instalación, es de malla y tubo de aluminio, doble hoja, de accionamiento manual, de 3 mts de ancho por 2,60 mts de alto, permite el acceso hacia o desde la vía de tercer orden que conecta al terminal con el barrio de El Paraíso.

PUERTA DEL COSTADO SUR



Fotografía No 17 Fuente Petrocomercial



COMPUERTA DEL COSTADO SUR. Fotografía No 18 Fuente Petrocomercial

En el costado sur y en la vía de tercer orden, ha sido instalada últimamente una compuerta batiente de dos hojas tipo pluma, dispone de candado y controla el paso de vehículos y de personas que tratan de salir o de ingresar por dicho sector.

-Para acceso de vehículos propios y ajenos.

La vía principal, en sentido norte sur presenta una curva a la derecha con una visibilidad de un 90% sobre los vehículos que salen del terminal, en sentido contrario existe una visibilidad del 100 %, por cuanto la vía principal de aproximación se trata de una recta de aproximadamente 250 mts.

El acceso particular, utilizado para ingreso y salida, es una vía de hormigón, de doble sentido de circulación, en una extensión aproximada de 100 mts desde la vía principal hasta la garita de control, la cual conduce hacia las oficinas administrativas y la explanada de estacionamientos e islas de carga.

Como se mencionó, se dispone de una segunda vía de acceso, de similares características que la anterior y que al momento permanece clausurada por cuanto no es operativamente práctica para el ingreso de los auto tanques.

El área de estacionamiento principal se encuentra junto al bloque de habitaciones y los espacios se hallan delimitados y cubiertos, su capacidad es de aproximadamente 20 vehículos.

Es necesario delimitar y señalizar otras áreas autorizadas de estacionamientos tanto para funcionarios cuanto para visitantes.

En cuanto a la playa de estacionamiento de los tanqueros es indispensable que se busque una solución para que este espacio este fuera de las instalaciones, tanto por seguridad cuanto por el incremento que a futuro se va avizorando.

-Otras importantes normas para la seguridad.

Considerando las actividades que se desarrollan en el Terminal, es indispensable contar con la señalética informativa o restrictiva reglamentaria tanto para peatones como para conductores. De la inspección realizada se a podido observar la necesidad de cambiar las señales actuales por las reglamentarias de tránsito para normar la velocidad de circulación de vehículos, realizar el repintado de señales verticales (letreros) y horizontales (sobre la calzada), reubicar señales que no son visibles debido a los arbustos, prohibir mediante señales verticales el estacionamiento en áreas restringidas.



REUBICACION DE SENALES: Fotografías Nos 19 y 20. Fuente Petrocomercial



FALTA DE SEÑALÉTICA
Fotografías Nos 21 y 22. Fuente Petrocomercial



REPINTAR LETREROS

-Métodos de control o protección sobre las personas, vehículos e instalaciones:

-Las personas:

El método de control a las personas se maneja de dos formas: el primero efectuado con los funcionarios quienes para su ingreso deben indicar su carnet de identificación de la empresa y

-Los vehículos:

El ingreso de vehículos es responsabilidad del personal de guardias quienes manejan hojas de %Control de Movimiento Vehicular+ que son llenadas por los funcionarios a su ingreso, haciendo constar los siguientes datos: hora de ingreso, disco del vehículo, empresa, nombre, numero de rol y firma.

-Las instalaciones:

La protección física en las oficinas y áreas administrativas están constituidas por puerta de aluminio y vidrio, con seguridades de aluminio tipo pomo, algunas de llave-llave y otras llave-pestillo, normales, sin ninguna especificación de seguridad.

En ciertos cuartos o bodegas que almacenan materiales y suministros se a recurrido a reforzar la seguridad por medio de armellas y candados.

Todas las instalaciones disponen de ventanas de aluminio y vidrio sin ninguna protección adicional de seguridad física, a excepción de las áreas ocupadas por la Bodega del terminal, bodega del área de mantenimiento de línea y oficinas del Laboratorio, las cuales disponen de cubre ventanas de aluminio y puertas de hierro.

El control externo de las oficinas e instalaciones es responsabilidad de la Compañía de Seguridad quien por medio de los Guardias realiza rondas permanentes en los diferentes sectores, especialmente a partir de la hora en que terminan las labores diarias.



Fotografías Nos 23 y 24. Fuente Petrocomercial

3.8.5. Sistemas de seguridad

-Barreras de Seguridad Física y Perimetral.

La barrera física de protección esta constituida por una malla perimetral con una altura promedio de 1,80 mts de altura y un volado de tres hilos de alambre de púas, ofrece gran facilidad en algunos sectores para intrusión de personas y en los costados sur y occidental, se puede acceder en vehículo liviano hasta la cerca misma.



Fotografías Nos 25 y 26. Fuente Petrocomercial
ALTURA REDUCIDA



MALLAS EN MAL ESTADO

En el sector oriental del perímetro se cuenta con barreras naturales constituidas por accidentes geográficos y maleza tupida que en cierta forma disuaden el intento de intrusión por parte de personas ajenas a la instalación, pero, por el contrario, tratándose de actos que sean planificados desde el interior y ejecutado por personas que laboran en la instalación y que conocen el lugar y los accesos, este mismo sector se vuelve vulnerable en algunos sitios.



. Fotografías Nos. 27 y 28. Fuente Petrocomercial
ESTADO DE LAS MALLAS DE SEGURIDAD

La instalación dispone de canales para evacuación de aguas lluvias que el momento se encuentran desprotegidos, es necesario ubicar rejas y seguridades que permitan su apertura en casos de limpieza o reparación.



Fotografía No 29. Fuente Petrocomercial



Fotografía No 30. Fuente Petrocomercial

Barreras de Seguridad Humana.

Al momento se mantiene el servicio a través de Ordenes de Trabajo con la compañía LAAR Cia. Ltda. La seguridad la prestan por medio de 19 guardias divididos en dos grupos de ocho hombres, cuentan además con el respectivo supervisor y tres guardias como personal saca franco.

El personal de guardias y de acuerdo al contrato de prestación de servicios disponen del siguiente armamento: un revolver marca Taurus Cal. 38, de 6 tiros mas una carga de repuesto, siete escopetas repetidoras marca Mossberg de fabricación americana, de seis (6) tiros y una carga de cartuchos de emergencia para cada una, ocho spray de gas lacrimógeno y ocho chalecos antibalas de fabricación nacional.

-Barreras de Seguridad Electrónica.

No se cuenta con ningún sistema de seguridad electrónica. Esta se circunscribe a los elementos físicos descritos y a las barreras de seguridad humana y animal.

-Barreras de seguridad animal.

La compañía LAAR cuenta con una barrera de seguridad animal constituida por un perro pastor alemán que refuerza a los guardias responsables del sector de tanques y salida sur.



Fotografía No 31
Fuente: Petrocomercial

-Adoctrinamiento y compromiso del personal para alcanzar una disciplina de seguridad.

A raíz de la creación del área de seguridad se implementaron normas que fueron entregadas en una cartilla para que sean observadas y cumplidas por los funcionarios, paralelamente se emitieron por escrito las responsabilidades que les conciernen a los guardias, se han dictado charlas sobre seguridad física, personal y documental y se entregó plegables conteniendo normas de seguridad a ser observadas en diferentes actividades dentro y fuera de la empresa, mensualmente se entregan por medio del correo electrónico boletines conteniendo normas de seguridad para que sean conocidas y aplicadas por todos los funcionarios.

-Sistema de vigilancia.

-Políticas del sistema, incluidas las de entrenamiento de vigilantes privados.

En esta instalación la seguridad es cubierta por 8 hombres, 3 en la puerta de acceso principal, uno en el sector de oficinas y bodega, uno en el sector de islas, dos en el sector de tanques y uno en la garita de ingreso a islas.

El personal de la compañía LAAR esta compuesto por guardias con conocimientos en este tipo de trabajo, algunos son ex miembros de las FF. AA o Policía Nacional, tienen experiencia en el manejo de armas y reciben practicas y charlas de inducción y refrescamiento cada tres meses aproximadamente.



PDF
Complete

*Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.*

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

116

-Descripción del servicio.

El servicio de 24 horas es cubierto por ocho hombres en turnos de doce horas diurnas y doce nocturnas.

CAPITULO IV

AUTOMATIZACION DEL TERMINAL DE SANTO DOMINGO

4.1. SINTESIS

- Existe actualmente una serie de graves inconvenientes que afectan el normal desenvolvimiento de las actividades del movimiento de productos de derivados de petróleo que se efectúan a través de los diferentes terminales y poliductos de Petrocomercial, que se producen tanto como consecuencia de perforaciones clandestinas en los poliductos para sustraerse los productos transportados, cuanto por las diferencias que se producen en la medición del volumen transportado, almacenado y despachado, debido a la falta de control y a la no renovación del equipamiento obsoleto.

- La modernización de los sistemas permitirá instalar equipos con tecnología de punta para reemplazar la instrumentación con tecnología obsoleta o que tienda a la obsolescencia.

- La automatización que se ha propuesto en el Terminal de Santo Domingo, servirá como plan piloto para la automatización del resto de terminales y poliducto y es necesario por las siguientes razones:

- Automatizar y modernizar todas las actividades relacionadas con el movimiento de combustibles, desde la cabecera del poliducto de Esmeraldas hacia los tanques de almacenamiento en el Terminal de Santo Domingo, concluyendo con el despacho a los autotanques para contar con información operativa local en tiempo real y una información histórica y estadística centralizada de tipo gerencial, con el fin de obtener:

- Confiabilidad en la medición con un margen de error no mayor al 0.3% conforme a la norma internacional de la Organización Internacional de Metrología Legal, recomendación 117, acogida por el Instituto Ecuatoriano de Normalización.

- Una alta eficiencia en las fases de recepción, almacenamiento, distribución y transporte de los derivados del petróleo.

- Integrar los sistemas operativos de medición y control con los sistemas informáticos existentes de comercialización y movimiento de productos.

- Integrarse con el sistema de facturación, que actualmente esta en operación, para la comercialización y movimiento de producto.

- Integrar los subsistemas de seguridad física (control de acceso y circuito cerrado de video), sistema de contra incendios, sistema integrado de gestión ambiental y de calidad en las diferentes fases de operación automatizadas.

- La automatización garantizará la modernización de los sistemas por:

- Obsolescencia tecnológica, para estar a la par con al tecnología actual.

- Optimizar el control, monitoreo y supervisión de todas las fases de operación concerniente a la recepción, transporte, almacenamiento y distribución, para evitar las diferencias de medida, desviación de productos, perforaciones clandestinas, etc.

- En el estudio se determina que los equipos existentes y susceptibles de automatización sean utilizados en la automatización del Terminal de Santo Domingo, lo que da como resultado la disminución de los costos
- El estudio de automatización es necesario para Petrocomercial por las siguientes razones:
 - Por obsolescencia tecnológica.
 - Por la necesidad de que Petrocomercial debe estar a la par con la tecnología actual.
 - Por la optimización en el control de los procesos.
 - Por tener una información operativa en tiempo real.
- Con el estudio de automatización del Terminal de Santo Domingo se ha considerado realizar los siguientes aspectos:
 - Centralizar las operaciones del Terminal para brindar facilidades operativas al personal.
 - Contar con información oportuna de tipo gerencial sobre las operaciones y el funcionamiento de los elementos del sistema.
 - Controlar el acceso al Terminal, tanto del personal, cuanto de los autotanques.
 - Dar seguridad al personal, minimizando la necesidad de movilización en las instalaciones.
 - Mantener los Terminales funcionando óptimamente, con el mínimo número de recursos humanos.

- Minimizar las pérdidas ocasionadas en el manipuleo de combustibles, instalando medidores de alta precisión y sistemas computarizados que mantengan una información histórica de todas las operaciones efectuadas.
- Permitir el despacho no atendidote combustibles, las 24 horas del día y los 365 días del año.
- Mantener una contabilización más exacta y oportuna de los productos recibidos, inventario en tanques y volúmenes despachados, actualizando esta información en una base de datos histórica disponible tanto en el Terminal como en las oficinas centrales en Quito.

4.1. OBJETIVO

El objetivo final de éste estudio es el control de las operaciones de fiscalización de derivados del petróleo para reducir las diferencias al 0.3 % en el movimiento de productos en el Terminal de Santo Domingo de acuerdo a la norma R 117 del Organismo Internacional de Metrología Legal .

La Recomendación Internacional OIML R 117 se refiere a un sistema de medida para líquidos con excepción del agua (sistema de medida de flujo volumétrico).

El Gobierno del Ecuador mediante regulación No PyM 9222 del 25 de mayo de 1992 y publicada en el Registro Oficial No 956 del 12 de junio de 1992, el Sr. Director General del Instituto Ecuatoriano de Normalización. INEN considera lo siguiente:

Que la ley de pesas y medidas faculta al Director General la expedición de regulaciones para mantener la exactitud de pesas, medidas,

aparatos y equipos para pesar o medir de conformidad con las normas técnicas Ecuatorianas correspondientes:

- Que las recomendaciones internacionales del Organismo Internacional de Metrología Legal facilita la aplicación de la Ley:

- Que la incorporación de las recomendaciones internacionales a los documentos normativos del INEN permita que éste cumpla con eficacia su cometido.

En uso de las atribuciones que le confiere la Ley emite la siguiente regulación:

-Artículo 1.- Incorporase a los documentos normativos del INEN las recomendaciones internacionales del Organismo Internacional de Metrología Legal OIML y cuéntese en lo posterior con éstos como sustento científico y legal.

-Artículo 2.- Esta regulación entrará en vigencia luego de la publicación en el Registro Oficial+.

El objetivo final del estudio es el control de las operaciones de fiscalización de derivados de petróleo para reducir las diferencias a 0.3% EN EL MOVIMIENTO DE PRODUCTOS, en el Terminal de Santo Domingo.

El Estudio Comprende los Siguietes Aspectos:

1. Automatización de la recepción de los productos al Terminal.
- 2.-Automatización de la medida de los productos que se encuentran en los tanques de almacenamiento.
- 3.-Automatización de los despachos de productos del Terminal.

4.- Automatización de la seguridad industrial

5. Incluye además, la provisión e instalación de sistemas de seguridad física y de los equipos necesarios para los diferentes sistemas de control, a través de redes de área local (LAN) instaladas en las diferentes áreas operativas, que permitan desde varios sitios realizar el monitoreo, control y operación de las fases de medición de volúmenes, de recepción y despacho de combustibles, control de acceso al Terminales, del personal técnico, administrativo y de clientes de la Empresa.

El proyecto contemplará sistemas abiertos (open systems). Tanto en los sistemas de control, de monitoreo y de telecomunicaciones serán de la tecnología mas avanzada, tipos DCS (Distribution Control Systems) y/o SCADA, o digitales de acuerdo a la aplicación en cada parte de los procesos.

Para la conformación del estudio se tendrá en cuenta la infraestructura actual del Terminal de Santo Domingo.

Scada= sistema de control y administración de datos

Funciones Generales

Las funciones principales que comprometen a todo el sistema, son:

- El sistema total estará integrado por sistemas de control en cada uno de los centros operativos y un sistema de administración y negocios instalado en Quito.

- Proporcionará un permanente control de la toma de datos, supervisión y recolección de la información, comprobación, proceso y transmisión de dicha información.

- Cada sistema automático instalado en los centros operativos realizará el control e inventario de productos, transmitirá los datos hacia la unidad central que los procesará y generará información gerencial, así como órdenes para las acciones correctivas correspondientes.

- Los mecanismos de los sistemas automáticos deberán proporcionar como mínimo:

- Control total en la toma de datos en cuanto se refiere a volúmenes y especificaciones de flujo, de almacenamiento, transporte y despacho de derivados en todo el sistema.

- Supervisión de los stocks.

- Prevención de fugas y pérdidas.

- Control y manejo centralizado de la información de todos los procesos operativos que intervienen en la fiscalización y en el proceso total.

Los principios básicos de control y seguridad deben estar integrados al sistema automático computarizado, autoprotegiendo sus instalaciones y elementos, con el fin de garantizar una operación confiable y segura.

Los fundamentos básicos son los siguientes:

- Funcionamiento rutinario y en emergencia de todo el sistema de medición.

- Transmisión de voz y/o datos (FAA) continua e integrada con los sistemas operativos y central, en base a la red de comunicación óptima que se requiera.

- Veracidad, exactitud y confiabilidad de los datos e información transmitida.
- Facilidad de uso (el software deberá ser amigable)
- Configuración en línea.
- Diagnóstico automático de fallas.
- Capacidad de ser expandido sin detener los procesos.
- Arquitectura abierta.
- Sistema redundante en la medición, y en el resto del sistema.
- Detectores y alarmas de alta sensibilidad instalados dentro y fuera de los elementos de alto riesgo del sistema.
- Detección en forma inmediata de actos inusuales y de eventos no autorizados.
- Los procedimientos críticos tendrán sus mecanismos de control acorde con el sistema y sus procedimientos de operación y de seguridad serán altamente confiables.
- Seguridad en los centros de control, en los cuales existirán las debidas protecciones con el fin de garantizar una operación de fiscalización de movimiento de crudo y derivados en forma segura y continua sin la intervención de mano extraña.
- Garantizar un excelente mantenimiento del hardware y software, de los sistemas de comunicaciones internos (LAN) y externos (WAN), así como de los demás elementos que constituyen el proyecto.

- El sistema trabajará con estándares internacionales (A.S.T.M. - A.P.I. u otros) aplicables a la industria del petróleo y sus derivados, estándares a los cuales deberán sujetarse los organismos de control del país, para lo cual PETROCOMERCIAL solicitará a las autoridades correspondientes, las aprobaciones respectivas, con altos niveles de precisión en concordancia con la sensibilidad de los nuevos equipos; cualquier desviación de los estándares debe ser detectada y corregida, no permitiendo manipulación de la información ni tolerancia inusuales.

La protección de las operaciones hidrocarburíferas tiene como objetivo la prevención, la disuasión y el control de riesgos para proteger los recursos humanos y materiales, buscando las soluciones inmediatas a las emergencias, minimizando y compensando los impactos ambientales. Los fundamentos básicos son los siguientes:

Ian=redes de área local. Wan=redes externas

-Análisis de riesgos y detección de áreas vulnerables.

-Plan Maestro de Seguridad determinando las necesidades de personal, equipos técnicos, procedimientos, supervisión, control y entrenamiento en cada área.

Funcionará a base de tres cinturones de seguridad:

-**Externo**, con un sistema de cámaras de control para la vigilancia de las instalaciones, el mismo que se complementará con el patrullaje terrestre por parte del personal de las Fuerzas Armadas.

-**Medio**, dentro de las instalaciones petroleras. Incluirá la seguridad perimetral, controles de acceso de personal, sensores y alarmas, circuitos

cerrados de televisión (CCTV) para observación permanente mediante cámaras abiertas y ocultas, identificación de personas y vehículos inclusive auto tanques.

-Interno, en todas las áreas vulnerables, tales como sistemas de medida, informática y comunicaciones. Incluirá procedimientos de control sobre situaciones de rutina y emergencia.

4.1.5.-Funciones Especificas

Son aquellas que comprometen a los subsistemas operativos en particular, indicando lo siguiente:

- El sistema automático de control deberá contar con los siguientes elementos:

Sistema computacional que maneje los datos recolectados, los examine, los compare, los procese, audite y presente la información gerencial en tiempo real.

La computadora deberá manejar también la automatización con alta seguridad y confiabilidad a través de todo el sistema.

- Puntos de control en accesos, permitiéndose la operación automática.

- Datos sobre posiciones donde se está generando la información.

- Presentación de la información mediante monitores (CRT).

- Sistema de información visual, auditiva y descriptiva en rutina, en emergencias y cuando se presentan actos inusuales.

- El sistema de control de flujo presentará información sobre los caudales y presiones, temperatura, viscosidad y demás parámetros operativos correspondientes a cada proceso, supervisando su comportamiento y alertando de la presencia de anomalías durante el transporte de derivados, realizando como mínimo las siguientes actividades:

- Leer la cantidad de producto tanto en los tanques que se reciben como en los tanques que despacha.

- Calcular la cantidad de producto en todos los tanques.

- Los sensores que captarán y enviarán información a las computadoras, deberán incluir por lo menos lo siguiente:

- Medición digital de flujo máxicos.

- Transmisión de presión, temperatura y niveles, altamente confiables y de extrema precisión.

- En igual forma que los anteriores, medición de viscosidad (densidad).

- Todos los sensores producirán señales eléctricas que alimentarán al sistema computacional, activando sus sistemas de inventario. Estos sistemas estarán localizados en los terminales de productos y tendrán que desarrollar por lo menos las siguientes funciones específicas:

- Recolectar, comparar, procesar y controlar la cantidad de producto que pasa a través de los medidores, la cantidad (peso) que se despacha, el residuo y exceso de producto en las líneas y la cantidad de producto en los tanques de almacenamiento y de despacho, actividades que deberán ser realizadas permanentemente.

-Calcular todo el producto en stock y el que se mueve en forma instantánea; en caso de discrepancia el sistema proveerá de una señal de alerta.

-El sistema producirá en forma automática reportes sobre el control operativo y de inventario, permitiendo su procesamiento a nivel de terminal y de central.

- El sistema en el llenado de tanqueros deberá considerar como mínimo lo siguiente:

-El sistema de llenado a implementarse contemplará el llenado de los camiones tipo ventral (BOTTOM LOADING), con recuperación de gases por la parte superior. Se indicará las características del nuevo sistema a fin de que se hagan los cambios respectivos en los camiones con suficiente anticipación. Esta parte del Estudio contemplará en las islas de carga la implantación de este tipo de llenado en forma paulatina de manera que exista la posibilidad de cargar tanto en los tipos de camiones existentes como en los modificados, durante un tiempo prudencial, hasta la transformación de toda la flota de camiones.

-Cada tanquero y su conductor deberán portar una tarjeta magnética de identificación con un código secreto.

-La información que se entregue como orden de despacho, debe ser conocida y controlada por la computadora.

-La computadora deberá tener información sobre el tipo de tanquero, el número de licencia del conductor, el número de compartimentos y la capacidad de cada uno de ellos.

-Las puertas de ingreso a los patios de despacho, sólo se abrirán a través de la identificación mediante el uso de las tarjetas magnéticas.

-La orden de llenado será dada por la computadora, despachándose únicamente la cantidad de producto registrado en dicha orden y en la forma en que se indique.

-Una vez en la estación de llenado tanto el tanquero como el conductor, se someterán a una nueva comprobación de su identificación mediante las tarjetas magnéticas.

-La computadora verificará la información y autorizará el llenado si todo se encuentra en orden, incluyendo la conexión a tierra.

-Cuando se haya completado el llenado, el conductor se acercará a la oficina de campo en donde se identificará nuevamente y obtendrá el recibo de cargado por parte de la computadora. El tanquero y el conductor no podrán abandonar el patio de despacho mientras no se haya completado toda la operación.

• Los riesgos a los que deberá enfrentar el sistema de seguridad integral, para lo cual considerará equipos y sistemas adecuados, son los siguientes:

-Grave conmoción interna (huelgas y paros)

-Guerra internacional

-Ataques terroristas, sabotaje, extorsión, toma de rehenes, desde el exterior del sistema.

-Fraude y otros delitos afines por parte del personal de oficina

-Sabotaje por parte del personal desde dentro del sistema.

-Robo de combustibles de las tuberías, de tanques, y de patios de tanques

-Robo de equipos y materiales.

-Espionaje comercial e industrial

-Desastres naturales: terremotos, inundaciones, deslaves, tsunamis, etc.

4.1.6.-Requerimientos para el Diseño de Ingeniería Básica

Los estudios de ingeniería estarán orientados al cumplimiento de las siguientes condiciones:

4.1.7.- Estudios

Se analizará combinaciones de hardware y software de las alternativas que mejor cumplan con las soluciones a las necesidades actuales y con los objetivos a mediano y largo plazo. Siendo principalmente las siguientes:

-Automatización de las instalaciones de medición actuales y completar las no disponibles, incluyendo los paquetes de tecnología hardware y software, arquitectura de red basada en los mejores procedimientos de la industria.

-Recomendaciones para aplicación futura de integración tecnológica de todas las facilidades operacionales. (Control, Telecomunicaciones, Administración, Voz + Datos + Fax)

-Estimaciones de los beneficios de las aplicaciones.

-Costos de la implantación de los sistemas: de computación, de control de telecomunicaciones, de las aplicaciones, de los paquetes de tecnología y de los servicios de ingeniería (diseño, instalación, operación, entrenamiento).

-Desarrollar el plan de implantación, incluyendo las prioridades, los programas y el programa de inversiones con la demanda de recursos.

-Evaluación de la instrumentación existente y de los controles actuales.

-Valoración de las diferencias físicas de los productos tanto totales como individuales, inventarios y movimiento de productos, en el almacenaje, la recepción y los despachos de embarque.

-Evaluación de los procedimientos y prácticas actuales del manejo de administración de los sistemas de transporte de productos, de los terminales y de los despachos.

-Evaluación, de los procedimientos de elaboración de balances volumétricos y de masa y sus reportes y control, y de los demás procedimientos contables y de auditoría que contribuyan de una u otra forma a eliminar pérdidas o errores.

-Evaluación de los sistemas de medida, del flujo de información y datos y de todo lo relacionado con la posibilidad de pérdidas y errores.

-Evaluación de los sistemas de seguridad

4.1.8.- Ingeniería Básica

En esta etapa se realizará el diseño funcional del sistema. Contendrá fundamentalmente lo siguiente:

-Formulación del diseño funcional completo incluyendo las especificaciones técnicas necesarias.

-Descripción de los puntos y sistemas de control, de los de flujo de información, del hardware y software, de los procedimientos operativos, del sistema de Telecomunicaciones.(ya existe falta introducir los datos requeridos por el estudio)

-Definir los requerimientos de servicios (ubicación de los sistemas automatizados, cableado de las redes, radio, enlaces, y capacidades, DCS, SCADA, personal de operación, etc.).

-Garantizar que la arquitectura integrada y la de cada una de las redes, deben soportar la aplicación y requerimientos de transmisión de información .

Descripción de los componentes del sistema con la arquitectura y protocolos de las redes, tecnología y topología de las redes las interfases, el software de control, bandas y frecuencias de operación del sistema de Telecomunicaciones. (ya existe).

-Automatización de los procesos operacionales de fiscalización, y control creación de las bases de datos en tiempo real para la integración de las operaciones.

-Análisis de diferencias de masa y volumen.

-Sistemas ambientales para detección de incendios, seguros y confiables.

-Integración de la transmisión de información (voz + datos + fax) entre las redes en los terminales y el centro de administración en Quito información desde y a PETROCOMERCIAL (ya existe)

-Diseño arquitectónico de todo el sistema, incluyendo hardware y software para: control, interfaces de productos, comunicaciones, aplicaciones, bases de datos, etc. interfaces de comunicaciones.

-Definición de la cantidad y tipo de nuevos instrumentos de control (sensores, actuadores).

-Definición de los servicios de mantenimiento y soporte necesarios.

-Definición del sistema de comunicaciones a emplearse, tanto para las redes de control, redes de administración y negocios, sistema de seguridad integral. Tomar en cuenta los sistemas de comunicaciones existentes.

-Sistema de alimentación principal tanto para sensores, actuadores, redes de control, redes de administración y negocios.

NOTA: Petrocomercial tiene desarrollado en ingeniería básica un 60% faltando interconectar los nuevos requerimientos de este estudio, ya que existe la transmisión de datos desde el Terminal hacia las oficinas centrales en Quito.

4.2. AUTOMATIZACION DE LA RECEPCION DE PRODUCTOS AL TERMINAL

-Recepción del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.

Las recepción del poliducto Esmeraldas Santo Domingo, se la automatiza con una unidades automáticas de fiscalización LACT (Lease Automatic Custody Transfer), la que debe realizar las funciones de fiscalización de los productos en la recepción en Santo Domingo.

Las principales funciones que se deben manejar son:

• **Automatización de la Operación.**

Alineación de válvulas hacia la trampa de recepción del raspatubo o hacia el resto del proceso.

Alineación de válvulas hacia calibraciones de recepción o probador by direccional de recepción

Alineación de válvulas hacia los tanques de almacenamiento.

Alineación de válvulas hacia tanques de despacho.

Alineación de válvulas hacia tanques de Slop, para recibir interfase.

• **Automatización y manejo de las Variables del Proceso**

Detección de la llegada del raspatubo (Chancho)

Reducción de la presión de entrada.

Medición, indicación, control, alarmas y registro de:

(Estas funciones pueden ser usadas en su totalidad, dependiendo del criterio al momento de la programación de los sistemas de control.)

-Presión de entrada

-Temperatura de entrada.

-Flujo de entrada.

-Densidad.

-BSW Porcentaje de agua en los productos.

-Condición del filtro de entrada.

-Niveles de Tanques

- **Automatización de la Gestión Gerencial.**

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. Se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área.

Reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:

Recepción del raspatubos

Totalización del flujo de entrada.

- **Direccionamiento de fluidos (Válvulas motorizadas)**

- **Automatización de la Operación.**

Luego de ser detectados los productos en la unidad LACT deberán ser direccionados en forma automática a través de válvulas motorizadas, hacia los tanques de almacenamiento o hacia el sistema de bombeo principal, para enviar los productos, sin entrar al Terminal, hacia Pascuales o el Beaterio.

- **Automatización de la gestión gerencial**

Con el ingreso de las variables al sistema se deben elaborar reportes del direccionamiento de los fluidos hacia los diferentes procesos.

- **Calibraciones de recepción.**

Las calibraciones de recepción se las realizará con la unidad de fiscalización de recepción LACT a instalarse o reacondicionando las unidades de calibración existentes.

4.2.1.-Señales De Entrada Y Salida Del Sistema Automatico.

Recepción del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.

Entradas al sistema de control

Señal de inicio de proceso ON

Señal de fin de proceso OFF

Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT

Señal de Reinicio RESET

Señal de Automático - Manual AUTO-MANUAL

Medición de la presión de entrada.

Medición de la temperatura de entrada.

Medición del flujo de entrada.

Medición de la Densidad de entrada.

Medición de Bsw Porcentaje de agua en los derivados.

Medición de presión diferencial en el filtro de entrada.

Medición de la posición de la válvula de entrada

Medición del flujo de entrada (servicio, calibración, cierre)

Salidas del sistema de control

Indicación y registro de la presión de entrada.

Indicación y registro de la temperatura de entrada.

Indicación y registro del flujo de entrada.

Indicación y registro de la Densidad de entrada.

Indicación y registro de Bsw Porcentaje de agua en los derivados.

Indicación de presión diferencial en el filtro de entrada.

Indicación de la posición de la válvula de entrada

Direccionamiento del flujo de entrada (servicio, calibración, cierre)

Control de presión de entrada y Alarmas por alta y baja presión.

Alarma por baja temperatura de entrada.

Control del flujo de entrada. (control de derrames)

Control de densidad de entrada (control de emulsión para diferentes fluidos)

Control de Bsw Porcentaje de agua en los derivados (desviación a tanques slop).

Indicación y alarma de presión diferencial en el filtro de entrada. (condiciones del filtro)

Control de la posición de la válvula de entrada .

Dirección del flujo de entrada (servicio, calibración, cierre, emergencias)

Contabilización y registro del flujo de entrada.

Control sobre la válvula reguladora de presión.

Control sobre la válvula hacia Bidireccional

Control sobre válvula de salida.

Válvulas fuera de posición.

• ***Direccionamiento de fluidos***

Accionamiento de válvulas motorizadas

Entradas al sistema de control

Programación de accionamiento de 3 válvulas motorizadas para recepción del raspatubo.

Salidas del sistema de control

Control de válvulas motorizadas. (recepción del raspatabo, direccionamiento de fluido hacia el sistema de bombeo o hacia calibraciones,).

Programación del accionamiento de 48 válvulas para direccionar el fluido hacia el sistema de bombeo, hacia calibraciones de recepción, hacia tanques de almacenamiento o desde los tanques de almacenamiento, hacia el consumo local e islas de carga

• **Calibraciones de recepción.**

Entradas al sistema de control

Señal de inicio de proceso ON

Señal de fin de proceso OFF

Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT

Señal de Reinicio RESET

Señal de Automático - Manual AUTO-MANUAL

Medición de posición de válvulas entrada, salida (en servicio, fuera de servicio)

Medición de pulsos de calibración.

Medición de posición de válvulas entrada salida

• **Salidas del sistema de control**

Control de posición de válvulas de entrada salida de los tres ductos (en calibración, fuera de servicio)

Control de válvulas para proceso de calibración. (Probador en servicio con cada ducto de entrada).

Control de secuencias de calibración.

Seteo de tiempos para calibraciones

Reportes del proceso de calibración.

Traspaso del factor de calibración a las turbinas de flujo.

4.3. AUTOMATIZACION DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DEL TERMINAL.

- Almacenamiento
- Tanques de Almacenamiento y de Consumos Local.
- Automatización de la operación.

Medición automática de niveles de los diferentes productos en los tanques de almacenamiento.

Medición automática de niveles de los diferentes productos en los tanques de despacho.

Medición automática de niveles de los diferentes productos en los tanques de consumo local.

•Automatización y manejo de las variables del proceso en tanquería.

Medición, Indicación, Control, Registro y alarmas de:

(Dependiendo del sistema de medición de tanques se pueden medir otras variables relacionadas con la medición de nivel, Ej. Presión Hidrostática, Temperatura, Densidad, etc.)

- **Automatización de la gestión gerencial.**

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área específica.

Reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:

Totalización del stock en los diferentes tanques por producto.

Stock inicial y final, Volúmenes despachados y conversión volumétrica en moneda en:

Tanques de Almacenamiento.

Tanques de Consumo Local.

4.3.1. Señales de Entrada y Salida del Sistema Automático

Almacenamiento

Tanques (10 Tanques De Almacenamiento Slop Y Consumo Local)

Entradas Al Sistema De Control

Medición Del Nivel De Cada Tanque.

Medición De La Temperatura En Cada Tanque.

Medición De La Viscosidad En Cada Tanque.

Medición De Nivel De Agua.

Medición Del Drenaje de agua.

- **Salidas del sistema de control**

Indicación y registro del nivel de cada tanque.

Indicación y registro de la temperatura de cada tanque.

Indicación y registro de la viscosidad de cada tanque.

Indicación y registro del volumen real y estándar (60 grados F) de cada tanque.

Control de las válvulas de entrada y salida (entrada al tanque, salida del tanque, control de sobrellenado).

Indicación y registro del nivel de agua.

Indicación y registro del flujo drenaje de agua.

Generación de reportes, en tiempos predeterminados

4.4. AUTOMATIZACION DE LOS DESPACHOS DE PRODUCTOS DEL TERMINAL

- **Poliducto Santo Domingo Beaterio-Pascuales**

NOTA: Es necesario indicar que el producto no ingresa a los tanques de almacenamiento del Terminal de Santo Domingo, pasa directamente del poliducto Esmeraldas Santo Domingo hacia Pascuales y El Beaterio, utilizando la estación de bombeo que se encuentra físicamente dentro del Terminal, por tal razón es necesario automatizarlo.

- **Automatización de la operación.**

Alineación de válvulas para el envío del raspatubo, o hacia el bombeo normal.

- **Automatización y manejo de las variables del proceso**

Operación automática de los cuatro equipos de bombeo con motores de combustión y eléctricos.

-Calibraciones de envíos hacia Pascuales y el Beaterio

El bombeo hacia Pascuales y / El Beaterio, se la automatiza con las unidad automática de fiscalización LACT, (Lease Automatic Custody Transfer,) que están instaladas, y que pueden ser reacondicionadas o cambiadas por tecnologías superiores y los datos que estas generen, ingresarán al sistema de control.

Las principales funciones que se deben manejar son:

-Automatización de la Operación.

-Alineación de válvulas hacia el probador bidireccional o hacia la salida del sistema de bombeo.

-Alineación de válvulas hacia Pascuales o El Beaterio.

-Automatización y manejo de las Variables del Proceso

-Medición, indicación, control, alarmas y registro de:

-Acondicionamiento de la presión de entrada.

-Temperatura de entrada.

-Flujo de entrada.

-Densidad.

-BSW Porcentaje de sedimentos y agua en los productos.

-Condición del filtro de entrada.

-Direccionamiento de válvulas desde el sistema de bombeo hacia calibraciones de envío o hacia los poliductos de salida.

-Automatización de la Gestión Gerencial.

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. Se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área.

Reportes Diarios.

Semanales.

Mensuales.

Semestrales Y.

Anuales de: Totalización del flujo de entrada.

4.4.1.-Señales de Entrada y Salida del Sistema Automático

-Calibraciones de envíos hacia Pascuales y el Beaterio

-Entradas al sistema de control

-Señal de inicio de proceso ON

-Señal de fin de proceso OFF

-Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT

-Señal de Reinicio RESET

-Señal de Automático - Manual AUTO-MANUAL

-Medición de la presión de entrada.

-Medición de la temperatura de entrada.

-Medición del flujo de entrada.

- Medición de la Densidad de entrada.
- Medición de Bsw Porcentaje de agua en los derivados.
- Medición de presión diferencial en el filtro de entrada.
- Medición de la posición de la válvula de entrada
- Medición del flujo de entrada (servicio, calibración, cierre)

• **Salidas del sistema de control**

- Indicación y registro de la presión de entrada.
 - Indicación y registro de la temperatura de entrada.
 - Indicación y registro del flujo de entrada.
 - Indicación y registro de la Densidad de entrada.
 - Indicación y registro de Bsw Porcentaje de agua en los derivados.
 - Indicación de presión diferencial en el filtro de entrada.
 - Indicación de la posición de la válvula de entrada
 - Control de presión de entrada y Alarmas por alta y baja presión.
 - Control del flujo de entrada. (control de derrames)
 - Control de densidad de entrada (control de emulsión para diferentes fluidos)
 - Control de Bsw Porcentaje de agua en los derivados (desviación a tanques slop).
 - Indicación y alarma de presión diferencial en el filtro de entrada. (condiciones del filtro)
- Bsw= contenido de agua en hidrocarburos
- Control de la posición de la válvula de entrada .

-Dirección del flujo de entrada (servicio, calibración, cierre, emergencias)

-Contabilización y registro del flujo de entrada.

-Control sobre la válvula reguladora de presión.

-Control sobre la válvula hacia Sistema de bombeo.

-Control sobre válvulas de salida para direccionar los diferentes productos.

4.4.2.- Despachos en Islas de carga y bombas de transferencia

-Automatización de la operación.

-Verificación automática de venta realizada. (Desde el Servidor de Estación).

-Verificación automática de permisos de acceso del vehículo y del Chofer (Desde el Sistema de Seguridad Física).

-Verificación del pesaje del tanquero en la balanza antes y después del despacho.

-Verificación automática de puesta a tierra del vehículo (Desde el Sistema de puesta a tierra)

-Acceso al despacho por el sistema de Seguridad Industrial (Sistema de Emergencia en condición normal).

-Despacho automático de los diferentes productos.

-Salida del autotanque.

•Automatización y manejo de las variables del proceso

Medición, Indicación, Control, Alarmas y Registro de:

-Volúmenes de despacho

•**Automatización de la gestión gerencial.**

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área.

-Reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:

Volumen de despacho por producto y por cliente, en cada isla de carga.

Consolidación entre factura despacho y pesaje.

4.4.3.-Señales De Entrada Y Salida Del Sistema Automático

-Despachos en Islas de carga y bombas de transferencia

-Entradas al sistema de control

-Señal de inicio de proceso ON

-Señal de fin de proceso OFF (apagado manual)

-Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT

-Señal de Reinicio RESET

-Señal de Automático - Manual AUTO-MANUAL

-Autorización de despacho (lector magnético y/o código de barras, para chofer).

-Autorización de despacho (lector magnético y/o código de barras por verificación de venta. Desde el servidor central).

-Permiso por puesta a tierra. (Sistema automático de puesta a tierra).

- Señal desde el sistema contra incendios.
- Señal desde el sistema de seguridad física.
- Señal desde sistema de medición de tanques.
- Tren de pulsos desde el contador de desplazamiento positivo.
- Señal de nivel de corrientes de fuga.
- Señal de nivel de corriente electrostática
- Señal de sobrellenado (Desde sensor del tanquero)
- Salidas del sistema de control**
- Control sobre válvula de salida (despacho).
- Señal para encendido de la bomba de transferencia del producto.
- Medición y registro de volumen entregado.
- Impresión de la transacción realizada.
- Autorización de salida (hacia sistema de seguridad física).
- Alarma por el nivel de corriente de fugas a tierra.
- Cierre del despacho por falta de señal a tierra.
- Cierre del despacho por sobrellenado.

4.5.- AUTOMATIZACION DEL SISTEMA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL

Automatización de la operación.

- Barrido automático de sensores de fuego.
- Barrido automático de sensores de fugas de gas.

-Barrido automático de sensores de derrames.

-Accionamiento de dispositivos de señalización audibles y visibles por niveles de detección fuera de rangos de permisibles.

-Accionamientos de válvulas para cierre de zonas o de la estación por condiciones fuera de seguridad.

-Accionamiento de dispositivos para operar los sistemas contra incendios.

-Cierre de áreas de la zona o de toda la estación, por condiciones peligrosas.

-Automatización y manejo de las variables del proceso

-Medición, Indicación, Control, Alarmas y Registro de:

-Niveles fuera de seguridad de las siguientes variables.

-Humo o falta de oxígeno en oficinas y sala de control.

-Fuego, en las áreas de la estación.

-Niveles altos de fugas de Gas.

-Derrames en piscinas, vertederos, quebradas etc..

-Respuesta por accionamientos de pulsadores o válvulas desde sitios estratégicos.

-Automatización de la gestión gerencial.

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área.

-Reportes diarios.

-Semanales.

-Mensuales.

-Semestrales y.

-Anuales

Niveles de: -Humo o falta de oxígeno en oficinas y sala de control.

-Fuego, en las áreas de la estación.

-Gas en las diferentes áreas de la estación.

-Derrames en piscinas, vertederos, quebradas etc.

-Reportes de eventos realizados por el sistema de seguridad industrial.

4.5.1.-Señales de Entrada y salida del Sistema Automatico

Seguridad Industrial

• Entradas al sistema de control

-Señal de inicio de proceso ON

-Señal de fin de proceso OFF (apagado manual)

-Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT

-Señal de Reinicio RESET

-Señal de Automático - Manual AUTO-MANUAL

-Señal desde detectores de fuego. (Desde diferentes zonas)

-Señal desde detectores de gas. (Desde diferentes zonas)

-Señal desde detectores de derrames (Desde salida de piscinas API, esteros, vertederos, quebradas, acceso a ríos etc.)

-Señal desde pulsadores o válvulas manuales (localizados estratégicamente)

• **Salidas del sistema de control**

-Indicación y registro de niveles de peligrosidad del fuego.

-Indicación y registro de niveles de gas en la atmósfera. (% LFL).

-Indicación de niveles de peligrosidad de derrames.

-Accionamiento para el cierre y drenajes de las zonas afectadas.

-Señal audible para toma de acciones.

-Accionamiento del sistema contra incendios, según la zona y el sistema usado Ejemplo (CO₂ o gases inertes, para oficinas y/o agua espuma para tanques e islas de carga.)

4.6.- AUTOMATIZACION DEL SISTEMA DE SEGURIDAD FISICA DEL TERMINAL

-Seguridad Física

-Automatización de la operación:

-Barrido automático de cámaras de visión diurna.

-Barrido automático de cámaras de visión nocturna.

-Barrido automático de sensores de proximidad.

-Barrido automático de cámaras infrarrojas o láser

- Barrido automático de detectores de humo.
- Elaboración de permisos de acceso.
- Apertura de puertas por permisos concedidos.
- Accionamiento de dispositivos de señalización audibles y visibles por condiciones fuera de norma del sistema de seguridad física.
- Accionamientos para bloquear los otros sistemas de control de la estación.
- Cierre de áreas de la estación o de toda la estación, por condiciones peligrosas.
- Lectura desde los dispositivos de control de centinelas.
- Cierre de puerta de acceso por operación fuera de norma, en pesaje de tanqueros antes y después del despacho de combustibles.

• **Automatización y manejo de las variables del proceso**

- Ingresos de datos desde lectores de tarjetas magnéticas o códigos de barras para permisos de acceso a choferes y camiones.
- Medición, Indicación, Control, Alarmas y Registro de:
- Detección de intrusión desde cámaras de visión diurna y nocturna
- Detección de intrusión desde sensores de proximidad
- Detección de intrusión desde sensores de mallas de seguridad

-Automatización de la gestión gerencial.

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área específica.

- Reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:
- Intrusiones al interior de la estación.
- Actividades fuera de reglamentaciones.
- Actividad de gendarmería diurna - nocturna.
- Permisos de acceso aprobados.
- Permisos de acceso caducados.

4.6.1.-Señales de entrada y Salida del Sistema Automatico

-Entradas al sistema de control

- Señal de inicio de proceso ON
- Señal de fin de proceso OFF (apagado manual)
- Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT
- Señal de Reinicio RESET
- Señal de Automático - Manual AUTO-MANUAL
- Señal desde cámaras de vídeo visión diurna.
- Señal desde cámaras de vídeo visión nocturna.
- Señal desde detectores infrarrojos o láser
- Señal desde detectores de Humo en oficinas
- Señal desde detectores de proximidad (sitios estratégicos Ej. En las Islas de Carga en la noche).
- Señal desde detectores de fuego.

-Señal desde lectores magnéticos y/o código de barras (acceso a puertas).

-Señal desde pulsadores o válvulas de acción manual por emergencias (Garitas, oficinas y áreas estratégicas).

• **Salidas del sistema de control**

-Indicación de Proceso en funcionamiento

-Indicación del proceso en apagado

-Indicación y registro de monitores, del barrido, desde las diferentes cámaras.

-Apertura y cierre de puertas por autorización del lector magnético y/o de código de barras

-Grabación automática en cintas de vídeo. Super VHS.

-Ubicación automática de falla o intrusión.

-Señal de audio para alarma y toma de acciones correctivas.

-Visualización del plan de evacuación de las áreas afectadas.

• **Sistemas contra incendios**

-Automatización de la operación:

-Arranque automático por señales desde los sistemas de seguridad industrial.

-Accionamiento de válvulas desde los tanques de almacenamiento de agua

-Accionamiento de válvulas desde los tanques de espuma.

-Accionamiento de válvulas para enfrentar los riesgos en las diferentes zonas, tanques, islas etc. detectadas por el sistema de seguridad industrial

-Automatización y manejo de las variables del proceso

-Detección de los niveles de los tanques de agua y espuma.

-Control de relación agua espuma

-Regulación del flujo de salida

-Automatización de la gestión gerencial.

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área.

Reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:

De la operación de los equipos contra incendios

Del proceso de mezcla agua espuma.

Volúmenes de espuma consumido.

Histórico de los niveles de los tanques de espuma.

Conversión de Volúmenes de espuma utilizada y almacenada en moneda.

4.6.2.- Señales de Entrada y Salida Del Sistema Automático

-Entradas al sistema de control

Señal de inicio de proceso ON

Señal de fin de proceso OFF

Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT

Señal de Reinicio RESET

Señal de Automático desde el sistema de emergencias

Medición de Presión de agua de enfriamiento del motor

Medición de Temperatura de agua de enfriamiento del motor

Medición de Presión de aceite de lubricación del motor

Medición de Temperatura de aceite de enfriamiento del motor.

Medición de la vibración del motor.

Medición de velocidad del motor.

Medición de la presión de combustible del motor.

Medición de la energía del sistema de arranque del motor.

Medición de Presión de agua de enfriamiento de la bomba

Medición de Temperatura de agua de enfriamiento de la bomba

Medición de Presión de aceite de lubricación de la bomba

Medición de Temperatura de aceite de enfriamiento de la bomba.

Medición de Temperatura de la carcasa de la bomba.

Medición de Temperatura de los rodamientos de la bomba.

Medición de la vibración de la bomba.

-Salidas del sistema de control

Indicación y registro de Señal de inicio de proceso ON

Indicación y registro de Señal de fin de proceso OFF

Indicación y registro de Señal de aceptar falla o alarma ACCEPT

Indicación y registro de Señal de Reinicio RESET

Indicación y registro de Señal de Automático.

Indicación y registro de Presión de agua de enfriamiento del motor

Temperatura de agua de enfriamiento del motor

Presión de aceite de lubricación del motor

Temperatura de aceite de enfriamiento del motor.

Vibración del motor.

Control de la velocidad del motor.

Presión de combustible del motor.

Energía del sistema de arranque del motor.

Presión de agua de enfriamiento de la bomba

Temperatura de agua de enfriamiento de la bomba

Presión de aceite de lubricación de la bomba

Temperatura de aceite de enfriamiento de la bomba.

Temperatura de la carcasa de la bomba.

Temperatura de los rodamientos de la bomba.

Vibración de la bomba.

RESUMEN

-Reportes de gestión gerencial del Terminal Santo Domingo

Elaboración de reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:

-Recepción del Poliducto Esmeraldas Santo Domingo.

Totalización del flujo de entrada.

-Direccionamiento hacia y desde tanques de almacenamiento

Reportes del direccionamiento de los fluidos desde la Refinería Esmeraldas hacia los tanques de Almacenamiento

-Calibraciones Probador By direccional, unidades LACT

Reportes de calibración con fechas de última y próxima calibración.

Determinación de los factores de calibración.

Traspaso de los factores hacia contadores de los poliductos.

Lact= sistema automático de control y transferencia

-Almacenamiento

Tanques de Almacenamiento.

-Automatización de la operación.

Medición automática de niveles de los diferentes productos en los tanques de almacenamiento.

Medición automática de niveles de los diferentes productos en los tanques de despacho.

-Automatización y manejo de las variables del proceso en los tanques.

Medición, Indicación, Control, Registro y alarmas de:

Dependiendo del sistema de medición de tanques se pueden medir otras variables relacionadas con la medición de nivel, Ej. Presión Hidrostática, Temperatura, Densidad, etc.

-Automatización de la gestión gerencial.

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área específica.

Reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:

Totalización del stock en los diferentes tanques por producto.

Stock inicial y final, Volúmenes despachados y conversión volumétrica en moneda en:

Tanques de Almacenamiento.

Tanques de Despacho.

-Sistema de bombeo

Poliductos Santo Domingo-Pascuales y Santo Domingo-Quito

Reportes de esta área

Condiciones de operación de los cuatro equipos de bombeo con motores de combustión y eléctricos.

Históricos de presión, temperatura, flujo, densidad, vibración, consumo de combustibles y energía eléctrica.

-Calibraciones hacia Pascuales y el Beaterio, unidades LACT

Reportes de calibración con fechas de última y próxima calibración.

Determinación de los factores de calibración.

Traspaso de los factores hacia contadores de los poliductos.

-Islas de carga productos limpios

Reportes de:

Volumen de despacho por producto, en cada isla de carga.

Consolidación entre factura, volumen de despacho y pesaje de las unidades de transportación

-Seguridad Industrial

Reportes de:

Fuego, en las áreas de la estación.

% de Gas en las diferentes áreas de la estación.

Derrames en piscinas, vertederos, quebradas etc.

Reportes de eventos realizados por el sistema de seguridad industrial.

-INTRODUCCION.-

En el Terminal de Sto. Domingo se pueden definir tres áreas de más alto riesgo y son las siguientes:

Recepción del producto Esmeraldas - Sto. Domingo

Tanques de Almacenamiento

Despachos desde: Poliducto Sto. Domingo - Beaterio

Poliducto Sto. Domingo - Pascuales

Islas de Carga

-Barrido Automático de Sensores de Fuego y De Fuga De Gas

Los Sensores de Fuego y de Gas, se Instalarán en lugares determinados para monitorear los Tanques y Bombas ubicadas en todas las áreas de alto riesgo, para lo cual se necesita efectuar las Instalaciones de los Sensores de Fuego y de gas con su respectiva conexión e Interfaces al Cuarto de Control Central de la estación y Terminal, así como realizar ciertas adecuaciones de Obras Civiles para la correcta Instalación del Sistema de Control.

Se ha contemplado la Instalación de un sistema de llenado Ventral de los tanqueros de distribución al consumidor, solamente se ha considerado 1 puesto en vista de que se lo tratará como un sistema piloto hasta poder cambiar todas las islas de carga. Además no se puede hacer un cambio brusco ya que eso significaría hacer un cambio total de todo el Parque automotor de tanqueros y eso significa tiempo y costo para completarlo.

-Determinación De Derrames.-

Se lo efectuará instalando 7 detectores en las cunetas de desagües, piscinas, vertederos, etc. por donde lógicamente correría el fluido por gravedad.

-Alarmas.-

Las alarmas estarán 1 en cada área crítica de tal manera que cuando

exista algún incidente, y sea detectado por los sensores, se accionen las mismas automáticamente en el lugar correspondiente, para tomar las medidas del caso y previamente establecidas en las Normas de Seguridad Industrial.

-Sistemas Contra Incendios.-

Existen dos sistemas básicos para combatir el fuego:

El Sistema Hidráulico que se encuentra alimentado por 2 piscinas y 2 tanques de agua y el otro sistema de Dispensadores de Espuma; dichos Sistemas son completos y se encuentran instalados y en funcionamiento, hay que continuar con la realización de un buen mantenimiento para que estén todos los equipos en perfecto funcionamiento. Existen dos hidrantes por cada tanque.

El Sistema de Componentes Químicos conformados por Extintores fijos y móviles tanto en las zonas críticas así como en las áreas Administrativas

-Accionamiento De Válvulas Para Aislar Áreas En Riesgo.-

Como el sistema diseñado es completamente automático; una vez ocurrido el siniestro, los sensores lo detectan y automáticamente accionan las alarmas, Sistemas de Seguridad y Válvulas, para suspender el flujo de Gas o Fluido tanto de Entrada como de Salida para proteger las instalaciones afectadas y evitar que siga progresando el siniestro de cualquier tipo que sea éste.

-Automatización Y Manejo De Las Variables Del Proceso.

Todos los incidentes ocurridos deben ser registrados automáticamente con los siguientes datos:

Fuego en las áreas de la cabecera.

Niveles altos de Fugas de Gas

Derrames en piscinas, vertederos, quebradas, etc.

Estos datos serán de Inicio y Fin de la señal en el evento ocurrido así mismo se proporcionará señales de entrada y salida de cierre y apertura de Válvulas, de inicio y fin de Operación de motores y Bombas de los sistemas contra incendios, etc.

En la actualidad existe el siguiente equipo contra incendios en la estación:

1 Bomba eléctrica de alta capacidad.

3 Tanques de agua con motor de combustión.

-Automatización De La Gestión Gerencial.

Con el ingreso de variables del Proceso al Sistema, se deben elaborar los reportes en tiempo real de gestión gerencial del área específica con los datos relacionados con el fuego, fugas de gas, derrames, etc. que permitirán tener una visión real y oportuna de las acciones tomadas, los trabajos realizados y de esa forma saber los resultados y consecuencias pertinentes.

-Seguridad Física

Reportes de:

Intrusiones al interior de la estación.

Actividades fuera de reglamentaciones.

Actividad de gendarmería diurna - nocturna.

Permisos de acceso aprobados.

Permisos de acceso caducados.

-Sistemas contra incendios

Histórico de utilización de los equipos

Volumen de combustibles y químicos utilizados.

Consolidación entre entrega de combustibles y químicos y volúmenes utilizado por el sistema.

-Sistema de generación de emergencias

Histórico de utilización de equipos

Volumen de combustibles utilizados

Consolidación de entrega de combustibles y consumo del sistema.

-OBJETIVO

El Sistema de Seguridad en el Terminal de Sto. Domingo, protegerá su integridad

que puede ser alterada o dañada por acciones de personas ajenas a la Institución, por personas pertenecientes a ella, factores o incidentes imprevistos que se presentaren ininterrumpidamente durante todo el tiempo.

Para ello y con la finalidad de automatizarlo, se han contemplado trabajos adicionales en la parte física y la instalación de Sistemas de Control Automático.

-Seguridad Perimetral

-CAMARAS EN PUNTOS SELECCIONADOS.-

Se ubicarán las Cámaras en puntos característicos que cubran todas las Instalaciones, a fin de que en caso de algún problema, permita la localización del siniestro y el accionar automático de las alarmas.

-Malla Activada

En el Terminal de Sto. Domingo existe 1 tipo de malla:

Malla de 1.83 Kilómetros de perímetro, la misma está instalada en la parte superior de una cadena de amarre que tiene una altura aproximada de 50 cm. y la malla tiene una altura aproximada de 3 metros

La Malla será activada de tal forma que impida el acceso al Terminal, a personas ajenas que pretendan causar daño.

Esta Malla deberá ser electrificada y además irá interconectada con Sensores electrónicos y con Alarmas para detectar el lugar y así poder tomar las acciones del caso.

En la actualidad existen las siguientes seguridades:

-Cerramiento de malla, con cuneta de drenaje en todo el perímetro.

-1 Garita resguardada por personal de guardia privada.

-Iluminación.-

Actualmente la cabecera cuenta con buena Iluminación; pero a las instalaciones existentes, se les deberá agregar puntos de luz adicionales, de tal forma que se pueda tener un control visual suficiente durante la noche.

-Alarmas.-

Se deberán instalar puntos específicos, los cuales están ubicados en nuestra implantación y estarán en lugares que con su accionar cubran toda la cabecera; se ha pensado específicamente en Sirenas.

-Seguridad Interior Del Terminal.

Se ubicarán Sensores para accionar Alarmas en el caso de presencia de personas ajenas, incendios, fuga de Gases, problemas en la Operación, etc.

Guardia que cubra las instalaciones internas, se prevé utilizar hombres con radios W.T.

Circuitos cerrados con Cámaras para control de actividades del personal, incidencias de la Estación, Seguridad Industrial de Instalaciones, etc.

-Control En Puerta De Acceso.-

Para realizar el Control y la Automatización de las puertas de acceso, se han contemplado la instalación de 2 Sistema automatizados de Ingreso de datos de Inicio y Fin de la Operación de carga de Combustibles, 2 puertas automática de acceso para el Ingreso de vehículos, así como un Sistema automatizado para Control de Personal.

Con todos éstos Sistemas Automáticos instalados, se efectuarán los siguientes controles:

-De personal de planta y de la Empresa con la Tarjeta de Identificación y magnética.

-De personal ajeno previa autorización por la persona indicada y controlando que no introduzcan ni saquen paquetes o maletas dudosas.

-Los vehículos de la empresa deberán llevar su respectivo logotipo.

-Vehículos del personal de la Estación y de la Empresa, llevarán un ticket pegado en el parabrisa.

-Vehículos ajenos previa autorización otorgada por la autoridad competente.

-Coordinaciones.-

Se establecerá una cadena de comunicación mediante radio o teléfono entre personas que tengan capacidad de decisión para dar las disposiciones del caso ante eventuales problemas.

Todos los datos de las actividades y acciones deben ser registrados por el Sistema, a fin de que sean consultados por las autoridades de diferentes niveles y tomar las acciones pertinentes de acuerdo al caso.

-Despachos

-Islas de carga

-Automatización de la operación.

Verificación automática de venta realizada. (Desde el Servidor de Estación).

Verificación automática de permisos de acceso del vehículo y del Chofer (Desde el Sistema de Seguridad Física).

Verificación del pesaje del tanquero en la balanza antes y después del despacho.

Verificación automática de puesta a tierra del vehículo (Desde el Sistema de puesta a tierra)

Acceso al despacho por el sistema de Seguridad Industrial (Sistema de Emergencia en condición normal).

Despacho automático de los diferentes productos.

Salida del autotanque.

- Automatización y manejo de las variables del proceso

Medición, Indicación, Control, Alarmas y Registro de:

Volúmenes de despacho

-Automatización de la gestión gerencial.

Con el ingreso de las variables del proceso al sistema. se debe elaborar reportes de gestión gerencial de ésta área.

Reportes diarios, semanales, mensuales, semestrales y anuales de:

Volumen de despacho por producto y por cliente, en cada isla de carga.

Consolidación entre factura despacho y pasaje.

Verificación automática de la venta realizada.

-Reportes y manejo de información financiera contable de toda la estación.

Elaboración de:

Balance de situación inicial (al inicio de la operación del sistema automático).

Libro diario.

Libro mayor.

Balances de situación.

Balance de pérdidas y ganancias.

Balances consolidados.

Balance volumen / económico.

-Utilización de los servidores instalados.

Correo electrónico entre las diferentes dependencias de la estación y la Filial.

-Equipos comunes y de gestión gerencial.

2 PLC de 1000 entradas y 600 de salida

1 servidor para gestión gerencial

1 sistema de transmisión de datos

4 computadoras Pentium 4 3.2 GHZ

Software para control de PLC

Fuente de poder

Barrier configuración intrinsicaly safe devices

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

5.1.1.- El sistema de medición actual no satisface los requerimientos de Petrocomercial lo que esta afectando el normal desenvolvimiento de las actividades del movimiento de productos de derivados de petróleo, a través de los diferentes terminales, depósitos y poliductos de Petrocomercial, lo que incide en producir diferencias en la medición del volumen transportado, almacenado y despachado, es debido a la falta de control , medición manual y a la no renovación del equipamiento obsoleto, el mismo que será controlado por la automatización en un principio en el Terminal de Santo Domingo, lo que afecta a la operabilidad y control de las mismas.

5.1.2.- El Terminal de Santo Domingo dispone de equipos obsoletos de medición manual y control no adecuado, afectando a la operatividad y medición de los productos derivados de petróleo.

5.1.3.- Petrocomercial no dispone de estudios de Automatización de Terminales a nivel nacional, estando al momento operando el sistema de medición manualmente, lo que afecta a un control efectivo y dando lugar a diferencias en la medida.

5.1.4.- Que es necesario automatizar y modernizar todas las actividades relacionadas con el movimiento de combustibles, desde la cabecera del poliducto de Esmeraldas hacia los tanques de almacenamiento en el Terminal de Santo Domingo, concluyendo con el despacho a los auto tanques para contar con información operativa local en tiempo real y una información histórica y estadística centralizada de tipo gerencial.

5.1.5.- Las normas de medición existente en el país y exigidas por la Organización Internacional de Metrología Legal no se esta cumpliendo, lo cual afecta en la medición de los productos a nivel nacional.

5.1.6.- Las fases de medición que actualmente están siendo empleadas son obsoletas y no cumplen con las normas establecidas, lo cual afecta a los volúmenes de medición incidiendo en las diferencias de dichas medidas.

5.1.7.- Los sistemas informáticos actuales en Petrocomercial, en las áreas de Comercialización y Movimiento de Producto no están integrados a los sistemas de medición y control, afectando la medida de los mismos.

5.1.8.- Los sistemas de facturación actualmente empleados para la comercialización y movimiento de producto no se encuentran integrados repercutiendo en el control efectivo y real del movimiento de producto

5.1.9.- Al momento los subsistemas de seguridad física (control de acceso y circuito cerrado de video), sistema de contra incendios, sistema integrado de gestión ambiental y de calidad en las diferentes fases de operación no se encuentran integrados y son obsoletos, obstruyendo la correcta operación y poniendo en riesgo la seguridad del personal.

5.1.10.- La tecnología actual de los terminales a nivel mundial no están instalados en los sistemas de Petrocomercial, siendo los sistemas actuales de obsolescencia tecnológica, necesitando ser actualizados.

5.1.11.- Al momento las diferencias de medida, desviación de productos, perforaciones clandestinas y pérdidas operativas no han podido ser controladas, por no disponer de equipos de control y monitoreo de punta, incidiendo en todas las fases del movimiento de producto

5.1.12.- Los recursos humanos y materiales dentro de las operaciones de transporte y movimiento de producto de derivados no se encuentran debidamente protegidas contra riesgos, emergencias o impactos ambientales lo que ocasiona un peligro a todo el sistema.

5.1.13.- Petrocomercial efectúe a corto plazo estudios de impacto ambiental, seguridad física en su instalaciones basados en tres cinturones de seguridad:

-Externo, con un sistema de cámaras de control para la vigilancia de las instalaciones, el mismo que se complementará con el patrullaje terrestre por parte del personal de las Fuerzas Armadas.

-Medio, dentro de las instalaciones petroleras. Incluirá la seguridad perimetral, controles de acceso de personal, sensores y alarmas, circuitos cerrados de televisión (CCTV) para observación permanente mediante cámaras abiertas y ocultas, identificación de personas y vehículos inclusive auto tanques.

-Interno, en todas las áreas vulnerables, tales como sistemas de medida, informática y comunicaciones. Incluirá procedimientos de control sobre situaciones de rutina y emergencia, los mismos que garantizarán la seguridad del Terminal.

Lo que optimizará y dará seguridad física tanto a sus instalaciones como al personal que labora en las mismas.

5.2.- RECOMENDACIONES.

5.2.1.- Que Petrocomercial en el menor tiempo posible efectúe los estudios para instalar un sistema automático de medición que solucione el

problema de diferencias de volumen transportado, almacenado y despachado, así como también la obsolescencia de sus equipos actuales, lo que ayudará a una medición correcta y control exacto en tiempo real.

5.2.2.- Petrocomercial debe proceder a modernizar los procesos de medición con la instalación de equipos de tecnología de punta que reemplace a los equipos obsoletos existentes en forma inmediata

5.2.3.- Que Petrocomercial adopte un sistema de automatización en el Terminal de Santo Domingo, que sirva de plan piloto para el resto de terminales y poliductos a nivel nacional

5.2.4.- Que Petrocomercial en el menor tiempo posible automatice y modernice las actividades relacionadas con el movimiento de combustibles desde la cabecera del poliducto Esmeraldas Santo Domingo, hacia los tanques de almacenamiento del Terminal de Santo Domingo de manera emergente a fin de contar con una información operativa local en tiempo real e información histórica y estadística de tipo gerencial que sirva como modelo para el resto de terminales.

5.2.5.- Que Petrocomercial adopte de manera urgente las medidas necesarias para la implementación de las normas internacionales de la Organización Internacional de Metrología Legal (recomendación 117) la misma que es acogida por el Instituto Ecuatoriano de Normalización, a fin de cumplir lo que dispone como máximo un margen de error no mayor al 0.3% en el movimiento de producto, lo que redundará en beneficio del sistema Petroecuador.

5.2.6.- Que Petrocomercial implemente un sistema de control para las fases de recepción, almacenamiento, distribución y transporte de los derivados de petróleo que sean a fines a los sistemas automáticos y

tecnología de punta utilizados actualmente, en todas estas fases a fin de modernizar y automatizar las instalaciones de Petrocomercial, dando prioridad al Terminal de Santo Domingo.

5.2.7.- Que Petrocomercial en el menor tiempo posible integre los sistemas informáticos de comercialización y movimiento de producto a los sistemas operativos de medición y control de los mismos, lo cual incidirá en la total operabilidad y eficiencia del sistema.

5.2.8.- Que Petrocomercial en el menor tiempo posible implemente un sistema de facturación integrado a la operación, comercialización y movimiento de producto lo que incidirá en la mayor recaudación económica para la empresa.

5.2.9.- Que Petrocomercial en forma prioritaria modernice las instalaciones, que provea seguridad física (control de acceso y circuito cerrado de video) así como los sistemas de contra incendio, sistema integrado de gestión ambiental y de calidad en todas las fases de la operación, a fin de reducir los riesgos del personal y de sus instalaciones.

5.2.10.- Que Petrocomercial deberá en forma urgente implementar un sistema moderno que reemplace a los obsoletos existentes en lo referente a la medición de los productos en todas las fases de la comercialización, lo que incidirá en el control apropiado, eficaz y preciso en la medición de los mismos

5.2.11.- Que Petrocomercial instale en forma emergente equipos de control modernos y de tecnología de punta a fin de controlar de manera eficiente y eficaz las diferencias detectadas por mala medición, perforación y robo de combustibles.

5.2.12.- Que Petrocomercial contemple en el estudio de automatización la protección del elemento humano y de sus instalaciones con el fin de protegerlos, buscando las soluciones inmediatas a las emergencias, minimizando y compensando los impactos ambientales en el menor tiempo posible.

5.2.13.- Que Petrocomercial deberá en forma urgente implementar un sistema moderno de control de impacto ambiental y seguridad física de sus instalaciones, mediante cámaras de control, patrullaje terrestre, control de acceso, circuitos cerrados de televisión con el fin de dar seguridad al personal y a sus instalaciones.

5.3.- BIBLIOGRAFIA

- ASPEC (1994) +Petróleo y Sociedad No1.- Ecuador Petrolero %Edt. Fundación José Peralta, enero 1994, Quito-Ecuador.

•-ASPEC (1994) %Petróleo y Sociedad No2 El Petróleo es la Patria %Edt. Ediciones Culturales UNP S.A. & Productora de Publicaciones, junio 1994, Quito-Ecuador.

- ASPEC (1995) %Petróleo y Sociedad No4 Petróleo y Amazonía %Edt. Ediciones Culturales UNP S.A. & Productora de Publicaciones, junio 1995, Quito Ecuador.

•CETAPE (1998) Petróleo y Sociedad No8 Historia de una Riqueza+Edt. Productora de Publicaciones, febrero de 1998, Quito-Ecuador.

•Estudio de Seguridad para el Terminal de Santo Domingo por el Lcdo. Horacio Tamayo Castro, Jefe de Seguridad Física de Petrocomercial, Enero del 2005.

- Documentos de Petrocomercial 2003-2004-2005
- Saab Tank Master. Medidores de nivel 2004
- Intertek Testing Services. Medidores de flujo
- Honeywell Product Catalog 2003 Field Instruments
- Daniel Válvulas
- Enraf we think tank 2001
- Pan Datel Products. Material de consulta
- Insetec Representante de Fuels Manager For Tank Management
- Proyecto de Automatización de Terminales y Poliductos Repsol Espana
- PEMEX Automatización de Estaciones Petroleras
- PETROECUADOR. (2002) "El Petróleo en el Ecuador- Su Historia y Potencial-
- Texto para el Maestro de Educación Primaria y Media" . Edt. Relaciones Institucionales de PETROECUADOR. Mayo 2002, Quito-Ecuador.
- PETROECUADOR .(1996). "Hitos de la Industria Petrolera", Edt. Relaciones Institucionales de PETROECUADOR, septiembre 1996, Quito-Ecuador.
- PETROECUADOR. (2002) "El Petróleo en el Ecuador- Su Historia y Potencial-Texto para el Maestro de Educación Primaria y Media" . Edt. Relaciones Institucionales de PETROECUADOR. Mayo 2002, Quito-Ecuador.

•PETROECUADOR .(1996). "Hitos de la Industria Petrolera", Edt. Relaciones Institucionales de PETROECUADOR, septiembre 1996, Quito-Ecuador.

•Aráuz, Luis Alberto. (1978). "El Petróleo, Manual de Legislación y Política Petrolera Ecuatoriana.

5.4.- GLOSARIO DE TÉRMINOS PETROLEROS UTILIZADOS EN PETROCOMERCIAL

Abreviaturas:

ANSI	-	American National Standard Institute.
BI	-	Barril (unidad de volumen, igual a 42 galones US).
BPD	-	Barriles por día.
BS&W	-	Porcentaje de sedimento y agua en el crudo o sus derivados.
°C	-	Grados Centígrados o Celsius.
DCS	-	Distribution Control System (Sistema de Control Distribuido)
DINAMA	-	Dirección Nacional de Medio Ambiente.
DNH	-	Dirección Nacional de Hidrocarburos.
F	-	Grados Fahrenheit.
Hp	-	Caballo de fuerza

Ha	-	Hectárea.
HOST	-	Central principal del sistem
kg.	-	Kilogramo.
kV	-	Kilovoltio.
kVA	-	Kilovoltamperio.
KW	-	Kilovatio.
KW-h	-	Kilovatio hora.
LAN	-	Redes de área local
LACT	-	Sistema automático de control y transferencia
lt	-	Litro.
m	-	Metro.
m2	-	Metro cuadrado.
m3	-	Metro cúbico.
min	-	Minuto de tiempo.
mm	-	Milímetro.
msnm	-	Metros sobre el nivel del mar.
MV	-	Megavoltio.
MW	-	Megavatio.

MVA	-	Megavoltio amperio.
N°	-	Número.
Open systems		Sistemas abiertos
PCO	-	PETROCOMERCIAL.
PEC	-	PETROECUADOR.
Rpm.	-	Revoluciones por minuto.
s	-	Segundo (de tiempo).
Scada	-	Sistema de control y administración de datos
US \$	-	Dólares de los Estados Unidos de América.
T	-	Tonelada métrica (1.000 Kg).
%	-	Por ciento.
‰		Pulgada (cuando está ubicado a la derecha superior de un número).
Wan	-	Redes externas de comunicación

5.5.- CUADROS

CUADRO 1
PRODUCCION NACIONAL DE CRUDO
Cifras en miles de barriles

AÑOS	PETROECUADOR	TASA DE CRECIMIENTO	COMPAÑIAS	TASA DE CRECIMIENTO	TOTAL
1972	28.579				28.579
1973	76.222	166.71%			76.224
1974	64.615	-15.23%			64.615
1975	58.753	-9.07%			58.753
1976	68.361	16.35%			68.361
1977	67.002	-1.99%			67.002
1978	73.431	9.60%	791		74.222
1979	77.601	5.68%	1.197	51.33%	78.798
1980	73.295	-5.55%	1.476	23.31%	74.771
1981	75.389	2.86%	1.415	-4.13%	76.804
1982	76.444	1.40%	1.241	-12.30%	77.685
1983	84.969	11.15%	1.375	10.80%	86.344
1984	93.406	9.93%	1.524	10.84%	94.930
1985	100.847	7.97%	1.578	3.54%	102.425
1986	103.742	2.87%	1.845	16.92%	105.587
1987	62.519	-39.74%	1.272	-31.06%	63.791
1988	108.149	72.99%	2.385	87.50%	110.535
1989	99.582	-7.92%	2.215	-7.13%	101.797
1990	102.579	3.01%	1.866	-15.76%	104.445
1991	107.232	4.54%	2.153	15.38%	109.385
1992	114.581	6.85%	2.592	20.39%	117.173
1993	117.896	2.89%	7.544	191.05%	125.440
1994	119.751	1.57%	18.461	144.71%	138.212
1995	113.640	-5.10%	27.513	49.03%	141.153
1996	112.006	-1.44%	28.471	3.48%	140.477
1997	106.702	-4.74%	35.007	22.96%	141.709
1998	101.401	-4.97%	35.678	1.92%	137.079
1999	89.543	-11.69%	46.748	31.03%	136.291
2000	85.047	-5.02%	61.162	30.83%	146.209
2001	82.930	-2.49%	65.817	7.61%	148.747
2002	50.774	-2.60%	62.984	-4.30%	143.758
2003	74.514	-12.19%	129.635	91.65%	204.149
2004	71.947		124.630		196.577

Fuentes: "30 Años sirviendo al país -estadísticas de la industria petrolera 1972-2001"
Estadísticas de Planificación, Reportes de Petroproducción Ydnh.
"Informe Estadístico 2002 Gerencia de Economía y Finanzas de PETROECUADOR"
Petroproducción -administración de contratos Petroleros, pg.39

CUADRO 2
PRODUCCION DIARIA DE CRUDO

AÑO	PETROECUADOR			EMPRESA PRIVADA		
	BARRILES DIARIOS	TASA DE CRECIMIENTO	BARRILES ANUALES	BARRILES DIARIOS	TASA DE CRECIMIENTO	BARRILES ANUALES
1955	284,225		103,742.13	5,055		1,845.00
1967	171,285	-39.74%	62,519.03	3,485	-31.08%	1,272.00
1968	296,299	72.99%	108,149.14	6,534	87.50%	2,385.00
1989	272,827	-7.92%	89,581.86	6,068	-7.13%	2,215.00
1990	281,038	3.01%	102,578.87	5,112	-15.76%	1,865.00
1991	293,786	4.54%	107,231.89	5,899	15.38%	2,153.00
1992	313,921	6.85%	114,581.17	7,101	20.39%	2,592.00
1993	323,003	2.89%	117,896.10	20,668	191.05%	7,544.00
1994	328,085	1.57%	119,751.03	50,578	144.71%	18,461.00
1995	311,342	-5.10%	113,639.83	75,378	49.03%	27,513.00
1996	305,866	-1.44%	112,005.09	78,003	3.48%	28,471.00
1997	292,334	-4.74%	106,701.91	95,910	22.96%	35,007.00
1998	277,811	-4.97%	101,401.02	97,748	1.92%	35,878.00
1999	245,323	-11.69%	8,954,209.00	128,077	31.03%	45,748.00
2000	233,005	-5.02%	85,046.83	167,567	30.83%	61,162.00
2001	227,205	-2.49%	82,929.83	180,321	7.61%	65,817.00
2002	221,298	-2.60%	80,773.77	172,560	-4.30%	82,984.44
2003	194,326	-12.19%	70,929.00	330,707	91.65%	120,708.00
2004	197,115			341,452		124,630.00

Fuentes: "30 Años sirviendo al País-Estadísticas de la Industria Petrolera 1972-2001", Estadísticas de Planificación, Reportes de Petroproducción y DNH, pg.37

"informe Estadístico 2002- Gerencia de Economía y Finanzas de PETROECUADOR". Petroproducción-Administración de Contratos Petroleros, pg.39



Your complimentary
use period has ended.
Thank you for using
PDF Complete.

[Click Here to upgrade to
Unlimited Pages and Expanded Features](#)

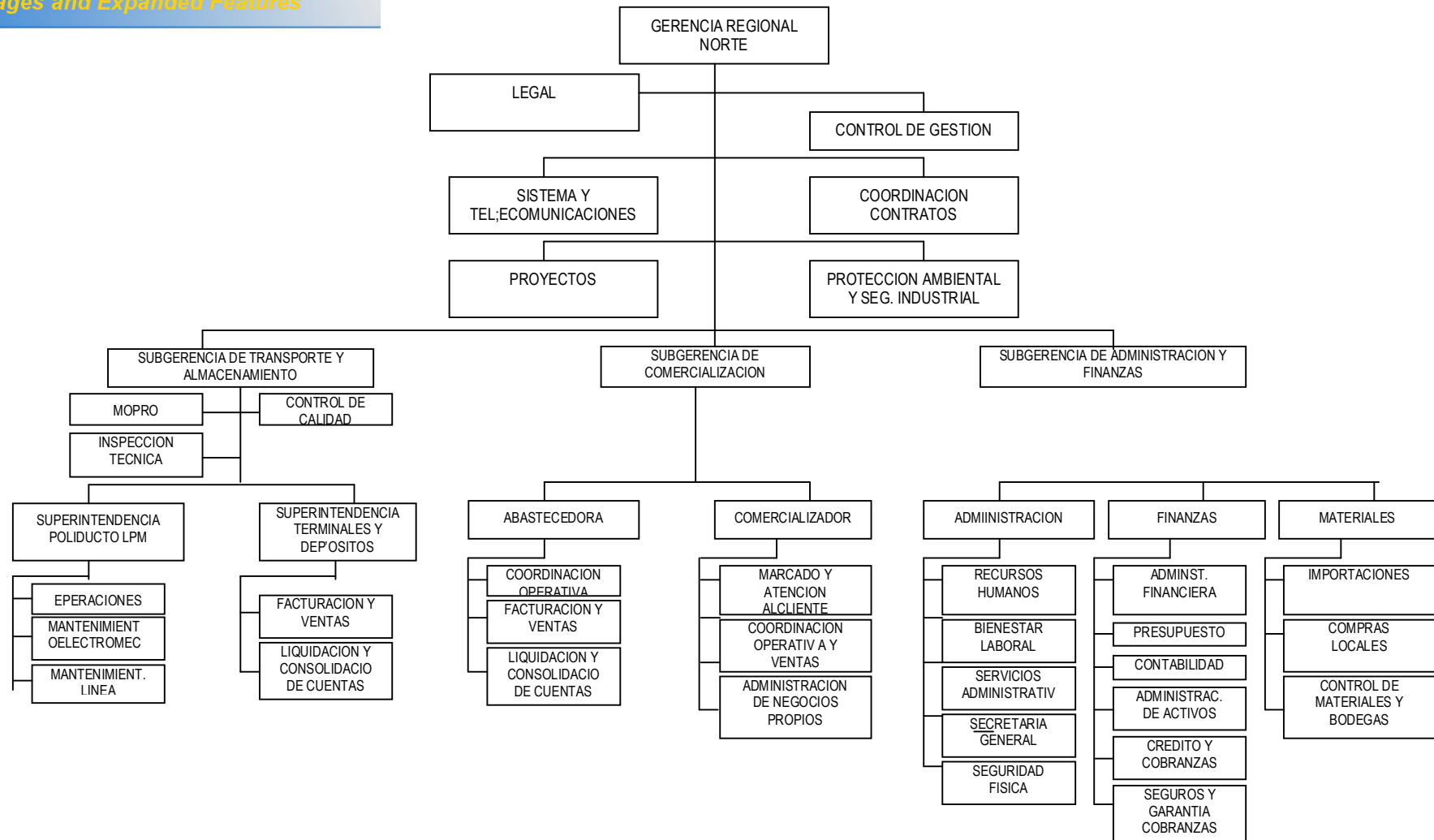
AUTORIZACION DE PUBLICACIÓN

Autorizo al Instituto de Altos Estudios Nacionales, la publicación de esta tesis, de su bibliografía y anexos, como artículo de la Revista o como artículo para la lectura seleccionada o fuente de investigación.

Quito, junio del 2005

Ing. Qim. Rodrigo Moreano Mantilla

ESTRUCTURA ORGANICA GERENCIA REGIONAL NORTE PETROCOMERCIAL



ESTRUCTURA ORGANICA GERENCIA REGIONAL SUR PETROCOMERCIAL

