



Boletín Informativo Trimestral

2010-1



Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos



Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA



EDITORIAL

Reciban mi cordial saludo a nombre de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de OSINERGMIN y a la vez permítanos expresarles nuestro mayor agrado por la presentación de nuestra primera edición del Boletín Informativo Trimestral 2010 del Sector Hidrocarburos.

Este primer boletín trimestral del año 2010 tiene como objetivo seguir informando a todos los involucrados (personas naturales y empresas) en el sector hidrocarburos sobre todas las actividades importantes que se vienen desarrollando, reforzando el papel de OSINERGMIN en el quehacer del país, manteniendo una comunicación efectiva y eficiente, asimismo creando una cultura orientada a la seguridad.

El presente boletín en la sección de coyuntura actual ha incluido una colaboración de la Refinería de Talara - Petroperú, quienes han proporcionado el artículo sobre el proyecto de Modernización de la Refinería de Talara que consiste en la ampliación y construcción de nuevas instalaciones industriales y la modernización de las existentes para la producción de Diesel y gasolina con bajo Azufre; convirtiéndola en una refinería con la tecnología de punta, con mayor capacidad de producción y procesamiento de crudos pesados más económicos para la producción de combustibles livianos de mayor valor comercial. Esta modernización nos posicionará a la vanguardia mundial de las nuevas refinerías “verdes” que cuidan el medio ambiente.

Este primer boletín trimestral, está estructurado por una sección de análisis actual del sector donde se exponen el tema “El Fondo de Estabilización de Precios del Combustibles - FEPC - Cambios y Perspectivas” cuya administración ha sido recientemente transferida a OSINERGMIN, y se muestra el origen del fondo, los resultados del fondo, la perspectiva del fondo y unas conclusiones a la fecha.

En la siguiente sección de coyuntura actual está compuesta por dos artículos: el primero “Implementación del Gasohol en el Perú” se refiere a la comercialización oficial de Gasohol en el Perú, la producción y calidad, el funcionamiento del motor con este nuevo biocombustibles y las conclusiones sobre el beneficio de uso. La sección de Noticias de Interés contiene dos artículos: el primero “Registro de Hidrocarburos” se informa que en el presente año, dicho registro ha sido transferido a OSINERGMIN así como del procedimiento a seguir por las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades de Refinación, Procesamiento, Almacenamiento, Petroquímica Básica, Transporte, Importación, Distribución (mayorista y minorista) y Comercialización de hidrocarburos, para la inscripción, modificación, suspensión, cancelación y habilitación en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN. El segundo artículo “Modelos para la Implantación de Sistemas de Calidad” presenta un breve resumen sobre los diferentes modelos de implantación de Sistemas de Calidad.

En la siguiente sección de Análisis Técnicos se presenta el artículo de “Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia” muestra las características de un Estudio de Riesgos. Así mismo otro artículo de interés “Las Plataformas Marinas y la Industria Extractiva de Hidrocarburos” que es una breve reseña de las plataformas, tipos y de plataformas en el Perú y el mundo.

Finalmente, tal como se ha venido reportando en los anteriores boletines, se tiene la sección de principales estadísticas del sector Hidrocarburos donde se muestra datos actualizados de la demanda de combustibles de los Consumidores Directos, la oferta de combustibles de las estaciones de servicios y grifos por departamento y la demanda de combustibles a nivel nacional de los años 2007, 2008, 2009 y primer trimestre de 2010.

Sin duda que los artículos expuestos en el presente boletín serán de su interés como los anteriores boletines, a la vez agradezco su disposición a la recepción de nuestros ejemplares.



Ing. Juan Israel Ortiz Guevara
Gerente de Fiscalización de
Hidrocarburos Líquidos

“Las grandes obras son hechas no con la fuerza, sino con la perseverancia.”
SAMUEL JOHNSON (1709-1784) *Literato inglés.*

ÍNDICE

EDITORIAL

Pág. 4

ANÁLISIS ACTUAL DEL SECTOR

Pág. 6

1. EL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES – FEPC – CAMBIOS Y PERSPECTIVAS.

CONYUNTURA ACTUAL

Pág. 13

2. IMPLEMENTACIÓN DEL GASOHOL EN EL PERÚ.
3. PROYECTO DE MODERNIZACIÓN DE LA REFINERÍA TALARA: OBJETIVO PRIMORDIAL DE PETROPERÚ.

NOTICIAS DE INTERÉS

Pág. 26

4. REGISTRO DE HIDROCARBUROS.
5. MODELOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS DE CALIDAD.

ANÁLISIS TÉCNICOS

Pág. 37

6. ESTUDIOS DE RIESGOS Y PLANES DE CONTINGENCIA.
7. LAS PLATAFORMAS MARINAS Y LA INDUSTRIA EXTRACTIVA DE HIDROCARBUROS.

PRINCIPALES ESTADÍSTICAS DEL SECTOR

Pág. 49

8. DEMANDA TRIMESTRAL DE COMBUSTIBLES A NIVEL NACIONAL DEL AÑO 2007 AL 2010.
9. DEMANDA DE COMBUSTIBLES POR DEPARTAMENTO EN EL AÑO 2010.
10. ESTACIONES DE SERVICIO Y GRIFOS
 - Demanda Trimestral de Combustibles en Estaciones de Servicio y Grifos del año 2007 al 2010.
 - Demanda de Combustibles en Estaciones de Servicio y Grifos por Departamento y Producto.
 - Demanda de Combustibles en Estaciones de Servicio y Grifos por Departamento y Producto - Participación Porcentual.
11. CONSUMIDORES DIRECTOS.
 - Demanda Trimestral de combustibles de consumidores directos del año 2007 al 2010.
 - Demanda de Combustibles de los Consumidores Directos por Departamento y Producto.
 - Demanda de combustibles de los Consumidores Directos por Departamento y Producto – Participación Porcentual.

EL FONDO DE ESTABILIZACIÓN DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES - FEPC –CAMBIOS Y PERSPECTIVAS–

AUTOR:

Econ. Dante Cersso Caso

Director de Investigación y Desarrollo Económico del Colegio de Economistas de Lima

Especialista de la División de GLP

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

Introducción

En el año 2004 se creó el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles derivados del Petróleo (FEPC), luego de 4 años y medio de su creación el gobierno ha establecido unas modificaciones con el objetivo de garantizar la sostenibilidad del FEPC. La modificación plantea la existencia de un mismo bien con diferente precio, para cuatro tipos de agentes que adquieren combustibles: Las empresas mineras, las petroleras, las cementeras y las de procesamiento de recursos hidrobiológicos. La aplicación de lo dispuesto en la norma se dará en un plazo máximo de 90 días hábiles. ¿Cuál es el nuevo escenario que se espera en el mercado y cuáles son los cambios y perspectivas del nuevo FEPC?

EL ORIGEN DEL FONDO

La preocupación del gobierno en mantener la estabilidad económica y no tener procesos inflacionarios, que afecten el desarrollo económico del país a consecuencia de la inestabilidad de los precios del mercado petrolero internacional, originó que en el año 2004 se emita el Decreto de Urgencia (D.U.) N° 003-2004 mediante el cual se aprobó el “Establecimiento del método de estabilización de precios para combustibles derivados del petróleo”.

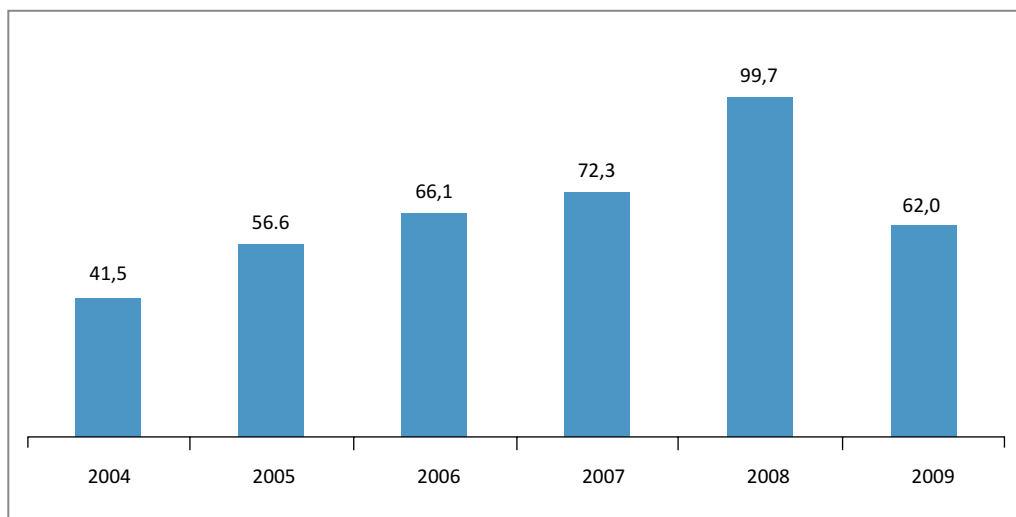
El método de estabilización reducía ó aumentaba el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) de los combustibles en caso que los precios promedios de las cotizaciones referenciales que publique OSINERGMIN se encuentren por encima o por debajo de los precios superiores ó inferiores de referencia establecidos en el anexo del D.U. N° 003-2004. Los productos descritos en el anexo fueron: El Gas Licuado de Petróleo (GLP); Gasolinas, kerosene y Diesel.

Posteriormente, en el mismo año, el Gobierno mediante D.U. N° 010-2004 aprobó la “Creación del Fondo de Estabilización de precios de los combustibles derivados del Petróleo”, debido al riesgo existente en la estabilidad macroeconómica del país, a consecuencia de la fluctuación de los precios en el mercado internacional del petróleo y sus derivados.

RESULTADOS DEL FONDO

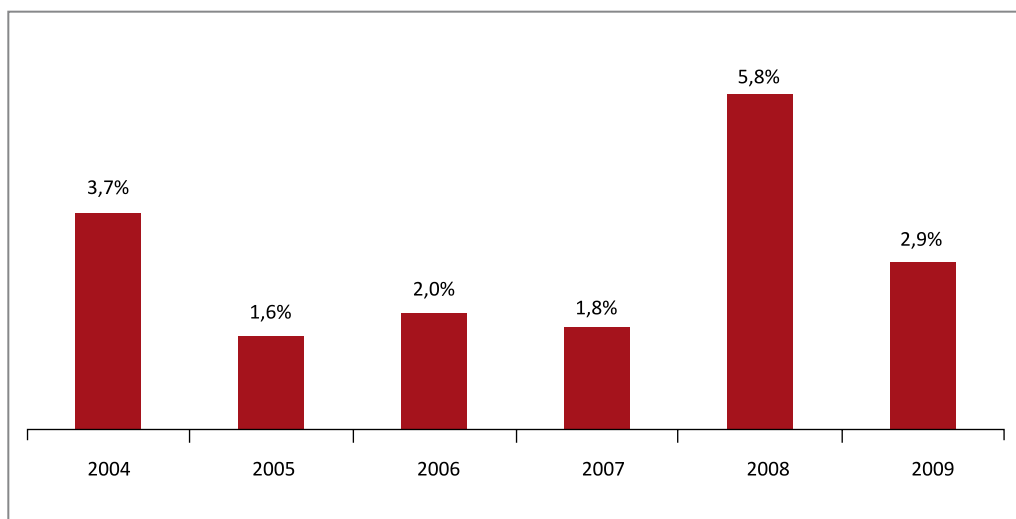
Entre los años 2004 y 2008 los precios internacionales del petróleo mantuvieron una tendencia creciente. En el 2008 se registró el mayor precio promedio anual: 99,7 US\$/bl. Por el lado de la inflación durante el período 2004-2009 no se tuvo la misma tendencia que los precios del petróleo, aunque si llegó a su máximo nivel en el año 2008 con un 5,8%.

GRÁFICO N° 1
Promedio de precios anuales: 1986 - 2009
WTI (US\$/bl)



Fuente: EIA (WTI Spot Price FOB)

GRÁFICO N° 2
Evolución de la inflación
Variación promedio anual



Fuente: BCRP (IPC Lima Metropolitana)

El objetivo de creación del FEPC fue estabilizar la economía y evitar que el crecimiento de los precios del petróleo se traduzca en procesos inflacionarios internos, por tanto se puede afirmar que el objetivo se ha cumplido, aunque

lo que debió suceder es que se suavicen los aumentos de precios del mercado internacional y lo que ha ocurrido es que los aumentos no se han trasladado de manera importante, como se deduce del CUADRO N° 1.

CUADRO N° 1
Precios del petróleo y al consumidor final

Precio Petróleo	Unidades	Enero-Abril 1009	Enero-Abril 2010	Variación %
	US\$ por barril	44,7	80	79%
Precio Consumidor				
Glp	S/. por cilindro de 10 k	32,5	33,3	2%
Gasolina 97	S/. por galón	13,5	13,9	3%
Gasolina 95	S/. por galón	13	13,4	3%
Gasolina 90	S/. por galón	8,8	10,8	8%
Gasolina 84	S/. por galón	8,8	9,7	10%
Diesel 2	S/. por galón	9,6	10,3	7%

Fuente: Marco Macroeconómico Multianual 2011 – 2013. MEF

CUADRO N° 2
Montos destinados al FEPC

Norma/informe	Fecha	Montos Contingentes (S/. Millones)	Año fiscal al que debe incorporarse	Monto Presupuesto (S/. Millones)	Año fiscal presupuestado	Notas
Decreto de Urgencia N° 010-2004	13/09/2004	60	2006			a
Decreto de Urgencia N° 010-2005	09/04/2005	20	2006			a
Decreto de Urgencia N° 018-2005	04/08/2005	40	2007			a
Decreto de Urgencia N° 019-2005	13/09/2005	60	2006			a
Decreto de Urgencia N° 035-2005	2005			180	2005	a
Decreto de Urgencia N° 023-2005	20/10/2005	30	2005			a
Decreto de Urgencia N° 005-2006	20/10/2006	40	2007			a
Ley N° 28750	2006			3	2006	a
Decreto de Urgencia N° 010-2006	29/06/2006	40	2007			a
Decreto de Urgencia N° 017-2007	30/05/2007	70	2008			a
Decreto de Urgencia N° 021-2007	11/07/2007	100	2009			a
Decreto de Urgencia N° 028-2007	21/09/2007	150	2009			a
Informe MINEM	31/10/2007					a
Decreto de Urgencia N° 034-2007	18/10/2007	100	2009			a
Decreto de Urgencia N° 042-2007	15/11/2007	150	2009			a
Decreto de Urgencia N° 047-2007	06/12/2007	200	2009			a
Decreto de Urgencia N° 047-2007	06/12/2007			150	2007	a
Decreto de Urgencia N° 005-2008	09/01/2008	200	2009			a
Decreto de Urgencia N° 009-2008	20/02/2008	200	2010			a
Decreto de Urgencia N° 012-2008	26/03/2008	200	2010			a
Decreto de Urgencia N° 014-2008	18/04/2008	200	2010	200	2008	b
Decreto de Urgencia N° 017-2008	22/05/2008	200	2010	200	2008	b
Decreto de Urgencia N° 020-2008	13/06/2008	200	2010	200	2008	b
Decreto de Urgencia N° 035-2008	18/08/2008	1500	2010	1500	2008	b
Decreto de Urgencia N° 009-2009	30/01/2009	500	2010	500	2009	b
Decreto de Urgencia N° 031-2010	25/04/2010	300	2011	500	2010	b
Total		4560		3433		b

Notas:

a: Macroconsult

b: Decretos de Urgencia

A la fecha, de manera acumulada (CUADRO N° 2) el monto contingente del FEPC asciende a 4560 millones, siendo el año 2008 donde se concentró el 59% del monto acumulado, debido a los altos niveles del precio del petróleo registrado en ese año.

COMPARACIÓN INTERNACIONAL

La búsqueda de la estabilización de los precios de la economía ha originado que algunos países opten por crear un fondo de estabilización y/o intervenir directamente en la economía. A nivel de América Latina los casos más similares son el peruano y el chileno.

CUADRO N° 3
Mecanismos de estabilización

Mecanismo de Estabilización	Generalidades
CHILE: Fondo de estabilidad del precio de los combustibles (se financió con el fondo de compensación del cobre)	Primero fue creado el Fondo de estabilidad del precio del petróleo en 1991 para luego dar paso al fondo de los combustibles en julio del 2008
NORUEGA: Fondo de petróleo o Fondo de compensación	Creado en 1990 para contrarrestar los efectos que tendrán los efectos del declive futuro de este recurso no renovable en toda la economía, así como para suavizar su volatilidad
ECUADOR: Fondo de estabilización de Ecuador	Se crea a partir del 2002 y se refuerza la existencia y el uso de fondos petroleros que tienen por objetivos contribuir a la estabilización, a la sostenibilidad fiscal y orienta recursos a inversiones para un desarrollo económico social.
MÉXICO: Fondo de estabilidad de ingresos petroleros	Nace en el año 2000 con la finalidad de absorber los efectos directos de las fluctuaciones a corto plazo de los precios del petróleo
EL SALVADOR: Cuenta con precios de referencia desde el 2007, lo publica los lunes de todas las semanas	Su finalidad es dar transparencia en el mercado y proveer de información eficiente a todos los agentes del mercado
PANAMÁ: No cuenta con fondo de estabilización pero tiene Precios Tope desde setiembre del 2008	La vigencia de los mismos es por 14 días, la finalidad de este es para afrontar la volatilidad en los precios.
HONDURAS Y COSTA RICA: Se regulan los precios al consumidor	En Honduras el precio oficial se regula cada semana con vigencia de lunes a domingo, mientras que en Costa Rica los precios se ajustan mensualmente.

Fuente: Diferentes páginas web revisadas

Los gobiernos tienen diferentes medios para estabilizar el nivel de precios de su economía, una es la política monetaria, sin embargo cuando las causas provienen del exterior (como la variación del precio de los *commodities*) es necesario emplear otras herramientas, siendo usual el mecanismo de estabilización de precios de la energía y/o subsidios a los precios de los alimentos, ya

que ambos rubros tienen una ponderación alta en la canasta que se emplea para medir el Índice de Precios al Consumidor (IPC)¹.

A nivel internacional se tienen diferentes países en desarrollo que subsidian la energía y los alimentos, el costo va desde 0,2% hasta el 18% del PBI, conforme se detalla en el CUADRO N° 4.

¹ Odar J., Terrones C. (2008) Fondos de Estabilización de Precios: ¿Cuánto destinar a la lucha contra la inflación?. BCRP

CUADRO N° 4
Subsidios en energía y alimentos

ZONAS	Subsidios Energía	Subsidios Alimentos	Costo (%PBI)
Asia emergente			
Indonesia	Sí	Sí	2,8
Vietnam	Sí	No	2,8
Malasia	Sí	Sí	1,6
India	Sí	Sí	1,5
Taiwán	Sí	No	1,0
China	Sí	No	0,7
Filipinas	No	Sí	0,5
Corea	No	No	---
Tailandia	No	No	---
Europa Central, Medio Oriente y África			
Irán	Sí	Sí	15 a 18
Egipto	Sí	Sí	8,0
Rusia	Sí	No	3,7
Ghana	Sí	No	2,7
Argelia	Sí	Sí	1,9
Arabia Saudita	Sí	Sí	1,6
Nigeria	Sí	No	0,8
Hungría	Sí	No	0,4
Polonia	No	No	---
Sudáfrica	No	No	---
Turquía	No	No	---
Latinoamérica			
Venezuela	Sí	Sí	10 a 12
Ecuador	Sí	Sí	11 a 8
México	Sí	Sí	2,8
Argentina	Sí	Sí	1,2
Colombia	Sí	No	0,6
Brasil	Sí	Sí	0,3
Perú	Sí	No	0,2
Chile	Sí	No	0,2

Fuente: BCRP (2008)

CAMBIOS EN EL FONDO²

A través de los años el FEPC ha tenido diferentes variaciones, la última y más importante de ellas fue la modificación que se presenta en el Decreto de Urgencia 027-2010 publicado en el Diario El Peruano el 22 de abril del 2010.

La principal modificación del D.U. es que establece una cobertura parcial a los productos combustibles empleados en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, recursos minerales, procesamiento de recursos hidrobiológicos y la fabricación de cemento, en estos casos el factor de aportación o compensación será equivalente al 10% del factor de aportación o compensación en general.

Otra modificación del D.U. 027-2010 es que la actualización de las bandas de precios se realizará cada dos meses y será equivalente a un 5% del precio final al consumidor de cada producto, excepto para el GLP que será de 1,5%.

Además en las disposiciones complementarias y finales del D.U. 027-2010 se establece que en un plazo máximo de 90 días hábiles OSINERGMIN deberá adecuar el registro de hidrocarburos y sus sistemas informáticos para efectos de la aplicación de lo dispuesto en la norma y se faculta a OSINERGMIN a establecer los procedimientos de fiscalización que resulten necesarios para la aplicación de la norma y que en un plazo de 45 días hábiles se dictarán las normas reglamentarias (MEF-MINEM) para la aplicación del Decreto de Urgencia.

² En esta sección se detallan los principales cambios relacionados con la actividad de los hidrocarburos. El D.U. 027-2010 también tiene implicaciones en la facturación de electricidad de los hogares más pobres, aspectos que no se detallan en el presente por estar enfocado el informe al sector hidrocarburos.

PERSPECTIVAS DEL FONDO

1. Decreto de Urgencia 027-2010

i) Cobertura parcial a empresas

La primera interrogante que surge es: Si el objetivo es optimizar los recursos, entonces, ¿Por qué se ha establecido una cobertura parcial y no simplemente dejar de dar cobertura a un grupo de empresas? La respuesta es que el porcentaje de cobertura parcial (a las petroleras, mineras, cementeras y empresas de procesamiento de recursos hidrobiológicos) permitiría que la autoridad competente pueda aumentarlo o disminuirlo en la medida que se observen conductas oportunistas en el mercado, en la forma de un arbitraje en bienes homogéneos con distinto precio³. A la vez que permitiría tener un manejo en función de las variaciones del precio del petróleo ya que el mecanismo opera tanto en los escenarios de incremento ó reducción del precio de los hidrocarburos. Asimismo la cobertura parcial implica un paso intermedio para que las empresas optimicen sus procesos productivos para aminorar el mayor gasto de combustible.

ii) Actualización de la banda cada dos meses

La perspectiva es tener un precio conocido y estable para un período no menor a dos meses, ya que el gobierno tiene el objetivo de garantizar una estabilidad en la economía, reducir la volatilidad del precio y evitar expectativas inflacionarias (en un escenario de subidas del precio del petróleo); *“La periodicidad de dos meses se ha establecido luego de una serie de cálculos económicos realizados por los técnicos del Ministerio de Economía y Finanzas”*⁴.

iii) Cambios en los sistemas informáticos para la comercialización de los combustibles

OSINERGMIN debe preparar sus sistemas, y las empresas también, para poder identificar los combustibles con cobertura total y parcial del

FEPC de acuerdo al destino que tienen, con el objetivo de dar cumplimiento a lo indicado en el D.U 027-2010.

2. Otra propuesta

Otra opción para estabilizar los precios, que ha mencionado la Ministra de Economía y Finanzas, es el uso de forwards. En éste caso el comprador y vendedor se comprometen a realizar una transacción futura a un precio establecido (fijo). Esta opción planteada es una alternativa que se utiliza en mercados desarrollados donde los agentes asumen parte del riesgo: Algunos buscan protegerse de un alza de precio y otros asumen el riesgo que el alza no se produzca de la forma esperada. *“Se estudia una salida más estructural, irnos cada vez más fuera de un subsidio y tener marcos de seguro que nos permitan depender menos de un Fondo y más bien ir hacia un uso de forwards, de mecanismos de aseguramiento que nos permitan tener más equilibrio dentro de la caja fiscal”*⁵

CONCLUSIONES

- El objetivo del FEPC se ha cumplido al estabilizar los precios de la economía.
- El D.U 027-2010 fue publicado el 22 de abril del 2010, su reglamento debe estar listo en un plazo no mayor a 45 días hábiles y los sistemas informáticos deben estar preparados en no más de 90 días hábiles para su cumplimiento.
- La fecha en la que se publicó el D.U. 027-2010 el precio del WTI se ubicaba en 82 US\$/BL y las perspectivas de los analistas era que el precio siga incrementándose⁶. Sin embargo a la fecha (junio 2010) las expectativas son que el precio siga disminuyendo como resultado de la contracción económica mundial, en ese escenario se tendría que reevaluar la aplicación de los cambios en el FEPC.

³ En realidad antes de la emisión del D.U. ya existen en el mercado precios diferentes para un mismo combustible, lo cual se presenta en el caso de las Generadoras eléctricas que tienen un precio de adquisición distinto al resto de empresas para el caso del Biodiesel B2, y Petróleos Industriales 6 y 500.

⁴ Así lo señaló la Ministra de Economía y Finanzas en una entrevista sostenida en el programa “La Hora N”. Abril 2010.

⁵ Fuente: <http://www.larepublica.pe/archive/all/larepublica/20100206/11/14/todos/14>

- En un escenario de alza de precios las medidas para optimizar el gasto se hacen muy necesarias, debido a ello fue publicado el D.U. 027-2010, para lo cual los mecanismos de control (al tener un mismo combustible con dos precios diferentes) deben ser exhaustivos para evitar que se generen conductas oportunistas en el mercado.
- Fondos de Estabilización de Precios: ¿Cuánto destinar a la lucha contra la inflación? Odar J., Terrones C. (2008). BCRP
- Marco Macroeconómico Multianual 2011-2013. Ministerio de Economía y Finanzas.
- Páginas web revisadas:

FUENTES

➤ Decretos de Urgencia:

- Decreto de Urgencia N° 010 - 2004
- Decreto de Urgencia N° 010 - 2005
- Decreto de Urgencia N° 018 - 2005
- Decreto de Urgencia N° 019 - 2005
- Decreto de Urgencia N° 035 - 2005
- Decreto de Urgencia N° 023 - 2005
- Decreto de Urgencia N° 005 - 2006
- Decreto de Urgencia N° 010 - 2006
- Decreto de Urgencia N° 017 - 2007
- Decreto de Urgencia N° 021 - 2007
- Decreto de Urgencia N° 028 - 2007
- Decreto de Urgencia N° 034 - 2007
- Decreto de Urgencia N° 042 - 2007
- Decreto de Urgencia N° 047 - 2007
- Decreto de Urgencia N° 047 - 2007
- Decreto de Urgencia N° 005 - 2008
- Decreto de Urgencia N° 009 - 2008
- Decreto de Urgencia N° 012 - 2008
- Decreto de Urgencia N° 014 - 2008
- Decreto de Urgencia N° 017 - 2008
- Decreto de Urgencia N° 020 - 2008
- Decreto de Urgencia N° 035 - 2008
- Decreto de Urgencia N° 009 - 2009
- Decreto de Urgencia N° 031 - 2010

➤ Fundamentos económicos de determinación de precios internos de los combustibles. Grupo Macroconsult Junio 2008.

<http://www.larepublica.pe/archive/all/larepublica/20100206/11/14/todos/14>

<http://www.dipres.cl/572/propertyvalue-16139.html>

<http://www.elsiglodetorreon.com.mx/noticia/410523.fondos-de-estabilizacion.html>

http://mef.gov.ec/pls/portal/docs/PAGE/MINISTERIO_ECONOMIA_FINANZAS_ECUADOR/SUBSECRETARIAS/SUBSECRETARIA_GENERAL_DE_COORDINACION/COORDINACION_DE_COMUNICACION_SOCIAL/PRODUCTOS_COMUNICACION_PRENSA/ARCHIVOS_2007/FONDOS_ESTABILIZACION.PDF

<http://www.indetec.gob.mx/e-financiero/Boletin154/Articulo%20FONDOS%20DE%20ESTABILIZACION%202010.pdf>

http://www.autoridaddelconsumidor.gob.pa/uploads/pdf/combustibles/PreciosCombustibleCentroamerica_16-22Mayo2010.05_24_2010_01_24_59_p.m..pdf

http://www.centralamericadata.com/es/article/home/Decretan_precios_topes_del_combustible_en_Panama

⁶ “En el último año, la cotización internacional del petróleo ha aumentado cerca de 80%; sin embargo, los precios locales aumentaron en promedio 6%, por efecto del FEPC, convirtiéndose este en una fuente de déficit fiscal, que obliga al Estado a inyectar permanentemente recursos, mediante créditos suplementarios, para cancelar las obligaciones que el Fondo contrae. Desde su creación, el FEPC ha demandado recursos al fisco en aproximadamente S/. 4 500 millones, y, para el presente año, se tenía previsto que demande recursos por S/. 2 000 millones adicionales (0,5% del PBI), lo que representa un elevado costo de oportunidad en materia de política social. Dicha situación ha empezado a corregirse mediante el Decreto de Urgencia N° 027-2010, que busca mejorar la operatividad del Fondo, permitiendo que el mismo disponga de mecanismos de ajustes razonables. Aún con los cambios implementados, se estima que el FEPC demande alrededor de S/. 1 000 millones (0,24% del PBI) durante el presente año”. Marco Macroeconómico Multianual 2011-2013

IMPLEMENTACIÓN DEL GASOHOL EN EL PERÚ

AUTOR:

Ing. Jorge Caballero Calle

Ing. Hayde Cunza Roca

Unidad de Fiscalización Especial

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

El 1 de enero de 2010, el mercado peruano de combustibles inició la comercialización del Gasohol en las localidades norteñas de Chiclayo y Piura, el cual se obtiene de la mezcla del alcohol carburante (etanol) y gasolina.

Introducción

El etanol es un alcohol que se produce a partir de la fermentación de cereales, gramíneas o tubérculos, con su incorporación a las gasolinas se busca bajar los niveles de contaminación.

Según el cronograma aprobado mediante Decreto Supremo N° 091-2009-EM, se está llevando a cabo un proceso de introducción gradual de los Gasoholes para el parque automotor del Perú, siendo excluidas las regiones de la selva, dada las peculiaridades geográficas y climáticas que impiden las óptimas condiciones técnicas para su utilización.

El presente artículo se refiere a los resultados de la supervisión del proceso de implementación del Gasohol en el periodo de enero a junio de 2010, en el cual los departamentos de Piura, Lambayeque, Tumbes, Cajamarca, La Libertad y Ancash han implementado este combustible en sustitución de las gasolinas.

El Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles aprobado por Decreto Supremo N° 021-2007-EM, define al Gasohol como la mezcla que contiene gasolina de 84, 90, 95 y 97 octanos, con alcohol carburante (etanol anhidro desnaturalizado), así mismo, establece los requisitos para la comercialización y distribución de los Biocombustibles, así como las normas técnicas de calidad de los Biocombustibles (Biodiesel B100 y Etanol).

Dicho decreto estableció que a partir del 1 de enero de 2010 la comercialización de Gasohol sería obligatoria en todo el país, siendo el volumen de alcohol en la mezcla gasolina-alcohol de 7,8%. Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 091-2009-EM, se estableció que en los distritos de Piura y Chiclayo sería obligatorio el uso del Gasohol a partir del 1 de enero de 2010, y en el resto del país, según el siguiente cronograma:

CUADRO Nº 1
Fechas de inicio de uso del Gasohol

DEPARTAMENTO	FECHA DE INICIO
PIURA y LAMBAYEQUE	01 de abril de 2010
TUMBES y CAJAMARCA	01 de mayo de 2010
LA LIBERTAD y ANCASH	01 de junio de 2010
HUÁNUCO	01 de agosto de 2010
PASCO	01 de septiembre de 2010
LIMA y CALLAO	01 de octubre de 2010
ICA	01 de noviembre de 2010
HUANCAVELICA	01 de diciembre de 2010
AYACUCHO	01 de enero de 2011
APURÍMAC	01 de febrero de 2011
CUZCO	01 de marzo de 2011
AREQUIPA	01 de abril de 2011
PUNO	01 de mayo de 2011
MOQUEGUA	01 de junio de 2011
TACNA	01 de julio de 2011

Una vez implementado el uso del Gasohol a nivel nacional, el universo a fiscalizar por OSINERGMIN será:

- Refinerías, Plantas de Abastecimiento y Terminales: 35.
- Grifos y Estaciones de Servicio: 3700.



PRODUCCIÓN DE ETANOL

Actualmente existe sólo un productor de etanol anhidro “Agrícola del Chira S.A.”, cuya planta de producción se encuentra ubicada en el departamento de Piura, con una capacidad de producción de 350 mil litros por día. Esta



empresa representa el único proveedor de etanol anhidro para el mercado interno, dado que a la fecha no existen en el Perú la infraestructura e instalaciones adecuadas para la recepción de alcohol importado trasladado vía barco.

COMPETENCIAS DE OSINERGMIN

De acuerdo al Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles aprobado por Decreto Supremo N° 012-2007-EM, se establece que OSINERGMIN, dentro de sus funciones de fiscalización, tiene competencia en lo que respecta a la comercialización, transporte y a la calidad de los Biocombustibles y sus mezclas.

ENTES FISCALIZADORES



Ministerio de Energía y Minas

**Registros y Autorizaciones
Plantas de Abastecimiento, Distribuidores
Mayoristas**



MINISTERIO DE AGRICULTURA

**Promoción de áreas agrícolas para
producción de etanol y Biodiesel**



Autorización

**Plantas Productoras de Biodiesel
Plantas Productoras de Etanol**



**Supervisión en Refinerías y Plantas
Control de calidad de Biocombustibles
y mezclas en Plantas y Grifos**

RESULTADOS DE LA SUPERVISIÓN REALIZADA POR OSINERGMIN

Plantas de Almacenamiento

Se verificó que las plantas cumplen con lo dispuesto en la normatividad vigente en cuanto al despacho de los Gasoholes, sin embargo cada planta emplea un sistema de despacho distinto y están en proceso de adecuación. En el caso de Planta de Ventas Talara y Planta de Ventas Piura, falta concluir con las instalaciones definitivas y el despacho se viene efectuando directamente al camión cisterna, abasteciendo inicialmente el etanol y completando el despacho con la gasolina. El Terminal Eten y el Terminal Salaverry se encuentran mejor implementados y ya cuentan con un dosificador para el mezclado en línea en la zona de despacho a camiones cisterna.

Grifos y Estaciones de Servicio

Se han realizado supervisiones a fin de monitorear el desarrollo de la implementación de los Gasoholes en los Grifos y Estaciones de Servicio de los departamentos de Piura y Lambayeque, obteniéndose la siguiente información:

- El 100 % realizó la limpieza de los tanques antes de cambiar de producto, de gasolina a Gasohol.
- Para efectuar la limpieza de los tanques, contrataron una empresa especializada.
- Diariamente se controla que no haya agua en los tanques. Se conoce el problema que implicaría la existencia de agua. La pasta detectora de agua se adquiere en Lima.
- Los operadores están distribuyendo trípticos de orientación a los usuarios, los cuales han sido elaborados por el Ministerio de Energía y Minas, cumpliendo con lo dispuesto en el artículo 14° del Decreto Supremo N° 021-2007-EM.
- Así mismo, se tiene identificado el nuevo producto (Gasohol) en los equipos de despacho, cumpliendo con lo dispuesto en el artículo 13° del referido Decreto.



La Unidad de Comercialización de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos ha realizado conferencias de capacitación en los departamentos de Piura, Lambayeque, Tumbes, Cajamarca, La Libertad y Ancash, respecto a las acciones de implementación en las instalaciones de los Grifos y Estaciones de Servicio, para el almacenamiento del Gasohol. Así mismo se continuará con este programa de acuerdo al cronograma aprobado mediante Decreto Supremo N° 091-2009-EM.

Calidad de los Gasoholes

Desde enero hasta junio de 2010, la Unidad de Fiscalización Especial ha efectuado el control de calidad en 45 establecimientos (grifos y EESS) que expendían Gasoholes.

Los resultados de los controles de calidad efectuados en los establecimientos supervisados (grifos y EE.SS) han sido satisfactorios, cumpliendo con las especificaciones técnicas de calidad vigentes para los Gasoholes, en lo que corresponde al octanaje.

De los resultados de laboratorio, se puede apreciar que el Gasohol de 84 octanos denominado G84P, presenta un incremento de 1,8 a 2,4 octanos respecto de la gasolina base de 84 octanos, el Gasohol de 90 octanos denominado G90P presenta un incremento de 0,6 a 3,3 octanos respecto de la gasolina base de 90 octanos y el Gasohol de 95 octanos denominado G95P presenta un incremento de 0,7 a 1,7 octanos respecto de la gasolina base de 95 octanos.

Podemos inferir de dichos resultados, que la mayor sensibilidad en el aumento del RON, respecto de las gasolinas bases, se presenta en los Gasoholes G84P y G90P, frente a una menor sensibilidad para el Gasohol G95P.

El contenido de etanol, se ha verificado a través de un equipo de prueba rápida denominado IROX, cuyos resultados han reportado contenidos de etanol que van desde 4,1% hasta 9,2%, siendo la precisión del equipo de 0,5%.

La variabilidad en el contenido de etanol en los Gasoholes, respecto del valor especificado de 7,8% en volumen, puede estar asociada a las siguientes causas:

1. Falta implementar los sistemas de mezcla y despacho en línea de algunas Plantas de Abastecimiento (Piura y Talara).
2. Los grifos y EE.SS. supervisados contaban con remantes de gasolinas base.

Así mismo, se ha llevado a cabo controles de calidad en las Plantas de Abastecimiento desde donde son despachados los Gasoholes, como son Planta de Ventas Piura y Planta de Ventas de la Refinería Talara (Piura), Terminal Eten (Lambayeque) y Terminal Salaverry (La Libertad). Los resultados de los controles de calidad de las gasolinas y Gasoholes despachados en las referidas Plantas, respecto al octanaje, han sido satisfactorios.

DESEMPEÑO DE LA MEZCLA GASOLINA-ALCOHOL CARBURANTE

De otro lado, respecto al funcionamiento de los motores de vehículos, se puede revisar el estudio titulado "Caracterización de un motor de combustión interna por ignición utilizando como combustible una mezcla de gasolina con etanol al 10 % en volumen (E10)" realizado por Helmer Acevedo Gamboa - Director del Grupo de Investigación en Conversión y Transferencia de Energía - Profesor del Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica - Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de Colombia, sede Bogotá. Este informe está disponible en la web en la siguiente dirección: <http://www.sca.com.co/ap-docs/Prueba%20MCI%20con%20E10.pdf>

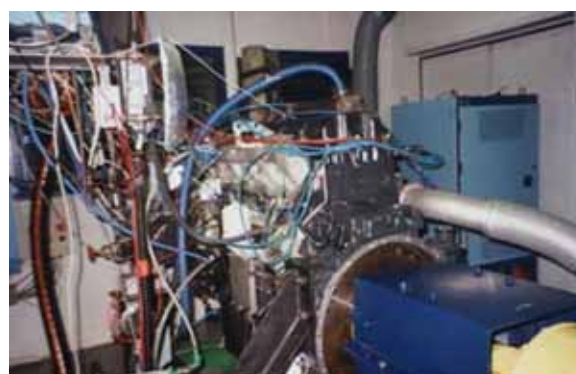
Este informe presenta las curvas características de un motor de combustión interna por ignición funcionando a 2 600 metros sobre el nivel del mar, operando con gasolina corriente mezclada con Etanol anhidro en una proporción del 10 por ciento (10%) en volumen (E10). La prueba se realizó en el Laboratorio de Motores de la Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá.

Para este tipo de ensayos se utilizan bancos de pruebas como el que se muestra en la figura, que constan básicamente de los siguientes elementos:

- Cimentación capaz de absorber las vibraciones producidas por la existencia en el motor de fuerzas de inercia no equilibradas y de los correspondientes momentos resultantes.
- Bancada, cuya misión es soportar el motor.
- Soportes para montar y fijar el motor en la bancada, así como para regular la altura y alinear el motor con el freno.
- Freno dinamométrico que absorba la potencia desarrollada por el motor, ofreciendo una resistencia al giro de éste. Está provisto de un dispositivo para medir el par motor (torque).
- Transmisión que permita la conexión freno-motor con una cierta elasticidad y capacidad de absorber desalineaciones.
- Sistema de alimentación de combustible al motor con instrumentos de medición de consumo.
- Sistema de refrigeración del motor. La refrigeración puede realizarse con agua o con líquidos refrigerantes de alta capacidad calorífica que son impulsados mediante la bomba de agua del propio motor, hacia un intercambiador de calor provisto de regulación termostática.
- Sistema de refrigeración de aceite. En ocasiones, también se refrigera el aceite del motor, ya que al no existir una corriente de aire al cárter, éste tiende a sobrecalentarse. El sistema consta de un intercambiador aceite/agua y en ocasiones de una bomba auxiliar.
- Red de agua. Los frenos dinamométricos transforman toda la energía mecánica que

reciben del motor en calor. Este calor se elimina mediante el sistema de refrigeración del freno, que suele ser mediante un aporte continuo de agua.

- Sistema de evacuación de los gases de escape. Los gases de escape se envían a la atmósfera, tras pasar por un silenciador.
- Sistema de ventilación de la sala. Su función es evitar el sobrecalentamiento del local por el calor desprendido por el motor. Se lleva a cabo mediante ventiladores axiales o centrífugos de impulsión y extracción.



Las curvas presentadas en el referido estudio, son las siguientes:

1. Potencia al freno comparativa del E10 vs. E0 en función de las RPM del motor.
2. Torque comparativo del E10 vs. E0 en función de las RPM del motor.
3. Consumo específico comparativo del E10 vs. E0 en función de las RPM del motor.
4. Emisiones de gases de escape comparativo del E10 vs. E0 en función de las RPM del motor.

CONCLUSIONES

- Se ha podido confirmar que se viene realizando la implementación del Gasohol de acuerdo al cronograma aprobado mediante Decreto Supremo N° 091-2009-EM.
- Se ha comprobado que la mayor sensibilidad en el aumento del RON, respecto de las gasolinas bases, se presenta en los Gasoholes G84P y G90P, frente al Gasohol G95P.

- No se han reportado problemas causados por presencia de agua.
 - Se ha encontrado un ligero incremento en el precio de los Gasoholes, del orden de 30 centavos.
 - De acuerdo a ensayos realizados en Colombia en motores de combustión interna con E10, se desprende lo siguiente:
 - La Potencia desarrollada por el motor se incrementó en 3,6% y el Torque máximo también se incrementó en 2,89% con la mezcla (E10). Estos incrementos se deben a que existe una mejor combustión, ya que el alcohol ayuda a suplir la falta de oxígeno debido a la altura, siendo el poder calorífico de la mezcla (E10) menor que la de la gasolina corriente (E0), lo cual implica que existe menor energía entregada al sistema.
 - El consumo específico de combustible disminuyó en 4,5% en el punto de Potencia Máxima y 5,9% en el punto de Torque Máximo. Lo cual quiere decir que el consumo horario de combustible aumenta. Esto se debe a que el poder calorífico de la mezcla (E10) disminuye respecto del E0 entonces se necesita más masa para gas-tar la misma cantidad de calor.
- El impacto sobre las emisiones es positivo si consideramos la reducción de particu-lados y monóxido de carbono, sin embargo debe tenerse en cuenta el aumento de óxidos de nitrógeno que se produce por la elevación de temperaturas de combustión comprobada en la medición de tempera-tura en el múltiple de escape del motor. Los resultados numéricos respecto de las emisiones son los siguientes:
- Las emisiones de HC disminuyeron entre 77 ppm y 236 ppm
 - Las emisiones de CO disminuyeron entre 20% y 18%
 - Las emisiones de O₂ no variaron ó aumentaron hasta 33,3%.
 - Las emisiones de CO₂ aumentaron entre 11,5% y 3,10%
 - Las emisiones de NO_x aumentaron entre 52 ppm y 25 ppm

PROYECTO MODERNIZACIÓN DE LA REFINERÍA TALARA: OBJETIVO PRIMORDIAL DE PETROPERÚ

AUTOR:

ÁREA DE PROYECTO MODERNIZACIÓN REFINERÍA TALARA - PETROPERU

Introducción

El Proyecto Modernización Refinería Talara (PMRT) es un proyecto de desarrollo tecnológico que consiste en la construcción de nuevas instalaciones industriales y la modernización y ampliación de las existentes con la finalidad de lograr entre otros lo siguiente:

- Producción de diesel y gasolinas con menos de 50 ppm (partes por millón) de azufre.
- Incrementar la capacidad de producción de la Refinería de 65 a 95 mil BPD (barriles por día)
- Procesamiento de crudos pesados y más económicos para la producción de combustibles livianos de mayor valor comercial.

Vista panorámica de la Refinería Talara



ANTECEDENTES

Con la finalidad de contrarrestar la contaminación y mejorar la calidad del ambiente, el Banco Mundial, en el año 1998, propuso nuevas

especificaciones para la producción de combustibles en los países de América Latina y el Caribe. Para el combustible Diesel 2 propuso un contenido máximo de 2 000 ppm (partes por millón) de Azufre.

Como respuesta a ello, PETROPERU S.A. en el año 2001 contrata a la empresa Estadounidense Bonner & Moore para realizar un estudio que permita mejorar la calidad de los combustibles. Este perfil estuvo basado en estudios de mercados, esquemas refineros e inversiones.

Previo a la dación de la Ley 28840 “Ley de Fortalecimiento y Modernización de Petr6leos del Per6 – PETROPERU S.A.” que excluy6 a la Empresa de las normas y reglamentos del Sistema Nacional de Inversi6n P6blica – SNIP, en el a6o 2002 se aprob6 un primer perfil con las condiciones imperantes a esa fecha (2 000 ppm de azufre para el Diesel y 400 ppm para las gasolinaz), en enero del 2003 fue aprobado un segundo perfil bajo otras condiciones y en junio del 2004 se aprob6 el estudio de Pre factibilidad que consideraba 500 ppm de azufre para el diesel.

En marzo del 2006, se promulga la Ley N6 28694, Ley que regula el contenido de azufre en el combustible diesel y estableci6 que a partir del 16 de enero del 2010 se prohíba la comercializaci6n para el consumo interno de combustible Diesel cuyo contenido de azufre sea superior a las 50 ppm por volumen, esto con la finalidad de salvaguardar la calidad del aire y la salud p6blica. Mediante D.S. 061-2008-EM se determi-

n6 que la prohibici6n a partir del 16 de enero de 2010 solo se aplicaríaz a la Provincia de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

Este escenario obligaba a efectuar cambios en Refinería Talara y adicionalmente, se requería efectuar la ampliaci6n y modificaciones necesarias, a fin de hacer sostenible la vigencia de PETROPERU, por lo que en el a6o 2007, se plante6 la ejecuci6n del Proyecto, contratándose a la empresa americana Arthur D’ Little para la elaboraci6n del Estudio de Factibilidad del PMRT.

VENTAJAS DEL PMRT PARA PETROPER6

Desde el punto de vista estrat6gico, este Proyecto tiene una relaci6n directa con el logro de los objetivos generales de la Empresa, ya que permitiráz incrementar el valor de la Empresa como negocio y alcanzar el adecuado nivel de participaci6n en el mercado. El PMRT, tambi6n se encuentra estrechamente vinculado con el objetivo general 3 del Plan estrat6gico de PETROPER6 que es incrementar la capacidad de refinaci6n y conseguir la reducci6n de contenido de azufre. Esta relaci6n se puede observar en la figura a continuaci6n. (VER FIGURA N6 1).

FIGURA N6 1
Objetivos del Proyecto y Objetivos Generales de la Empresa

OBJETIVOS GENERALES DE PETROPER6

- 1. Incrementar y sostener la rentabilidad de la Empresa.
- 2. Mantener e incrementar la participaci6n en el mercado de comercializaci6n de hidrocarburos.
- 3. Incrementar la capacidad de refinaci6n, mejorar su flexibilidad y reducir el contenido de azufre
- 4. Desarrollar la integraci6n vertical.
- 5. Participar en el proyecto de desarrollo comercial y explotaci6n del crudo pesado para usarlo en sus refinerías.

OBJETIVOS DEL PMRT

- Reducci6n del contenido de azufre.
- Incremento de la capacidad productiva y procesamiento de crudos pesados.
- Mejoramiento del nivel de producci6n de combustibles, tales como diesel y gasolinaz.
- Cumplimiento con la normatividad nacional y los estándares internacionales.

Fuente: Elaboraci6n propia.

COMPONENTES DEL PMRT

El PMRT ha previsto un conjunto de actividades para su ejecución. Estas actividades se han venido desarrollando desde el año 2007 y se prevé que concluyan el año 2015 que se debería contar con una Refinería Talara modernizada. Los principales componentes realizados a la fecha son:

Estudio de Factibilidad

Fue ejecutado por la consultora internacional Cía. Arthur D' Little. Este estudio que concluyó en el año 2008, incluyó las posibilidades de desarrollo del Proyecto, en aspectos como: estimado de inversión, indicadores económicos y viabilidad ambiental del PMRT, y para la Ingeniería Conceptual se subcontrató a la Empresa de Ingeniería ENGLOBAL de Estados Unidos. Este estudio concluyó que el Proyecto es viable y sostenible en el tiempo.

Gestión Social y Relaciones Comunitarias

En junio de 2008, se inició el trabajo de consultoría para la gestión de las actividades concier-

tes al manejo social y relaciones comunitarias del PMRT. El alcance del trabajo que viene ejecutando la Compañía Social Capital Group es el análisis de la situación actual, desarrollo del sistema de gestión social y capacitación y difusión.

Estudio de Impacto Ambiental

PETROPERÚ, ha contratado los servicios de la firma Walsh Perú S.A para elaborar el Estudio de Impacto Ambiental del PMRT. Este estudio ha sido remitido al Ministerio de Energía y Minas, para su correspondiente evaluación y aprobación.

Selección de las Licencias de Procesos

En el año 2008, se aprobó efectuar los procesos de contratación de la Selección de Tecnologías y el Licenciamiento del Diseño Básico de los Esquemas de Configuración del PMRT. Este proceso es necesario para obtener las licencias del uso de tecnología y diseños de unidades patentadas que requerirá implementar el PMRT. A la fecha se han realizado los siguientes contratos de licencia:

CUADRO Nº 1
Contrataciones para Procesos Licenciados

Ítem	Proceso	Compañía	Función
1	Hidrosulfurización de Diesel y Gasóleos	Haldor Topsoe	Reducción de azufre en Diesel.
	Hidrosulfurización y Reformación de Naftas	Axens	Reducción de azufre e incremento de octanaje de Gasolinas.
3	Hidrosulfurización de Nafta Craqueada	Axens	Reducción de azufre en Gasolinas.
4	Producción y purificación de Hidrógeno	Haldor Topsoe	Generar hidrógenos para procesos de hidrosulfurización.
5	Recuperación de azufre via ácido sulfúrico	Haldor Topsoe	Disposición final de azufre.
6	Tratamiento de GLP	Axens	Reducción de azufre en GLP.
7	Coquificación de Residuo de Vacío	Exxon Mobil	Incremento de conversión de residuales a destilados y gas.
8	Ampliación de Craqueo Catalítico	UOP	Incremento producción de diesel y gasolinas.

Fuente: Elaboración propia.

Ingeniería Básica Extendida (FEED) – Ingeniería, Procura y Construcción (EPC)

Este componente se refiere al desarrollo de las Fases FEED (Front End Engineering Design) y EPC (Engineering, Procurement & Construction).

La Fase FEED, comprende la Etapa de Definición de Alcance y la Etapa de Pre – Construcción; la Fase EPC comprende completar la Ingeniería de Detalle, adquisición de materiales y construcción hasta la puesta en marcha de todas las instalaciones del Proyecto.

Estas etapas se desarrollan en conjunto bajo la estrategia FAST TRACK y está de acuerdo a las últimas tendencias internacionales, esta estrategia propone un proceso único de convocatoria para las etapas FEED y EPC, con la finalidad de reducir el tiempo y costo. El proceso de contratación culminó con el otorgamiento de la Buena Pro a la firma Técnicas Reunidas S.A. (España).

Consultoría de Gestión de Proyecto (PMC)

Para la función PMC (Project Management Consultancy), PETROPERÚ contratará una compañía

consultora especializada, que brinde el servicio de supervisión de los trabajos que realizará el contratista a cargo del FEED-EPC. La firma del contrato se tiene programada para el mes de junio de 2010.

Contratación de Asesoría Financiera

PETROPERÚ ha suscrito un contrato con la Corporación Financiera de Desarrollo – COFIDE para el desarrollo de los servicios de Asesoría para la Estructuración Financiera del PMRT. Su ejecución contempla lo siguiente:

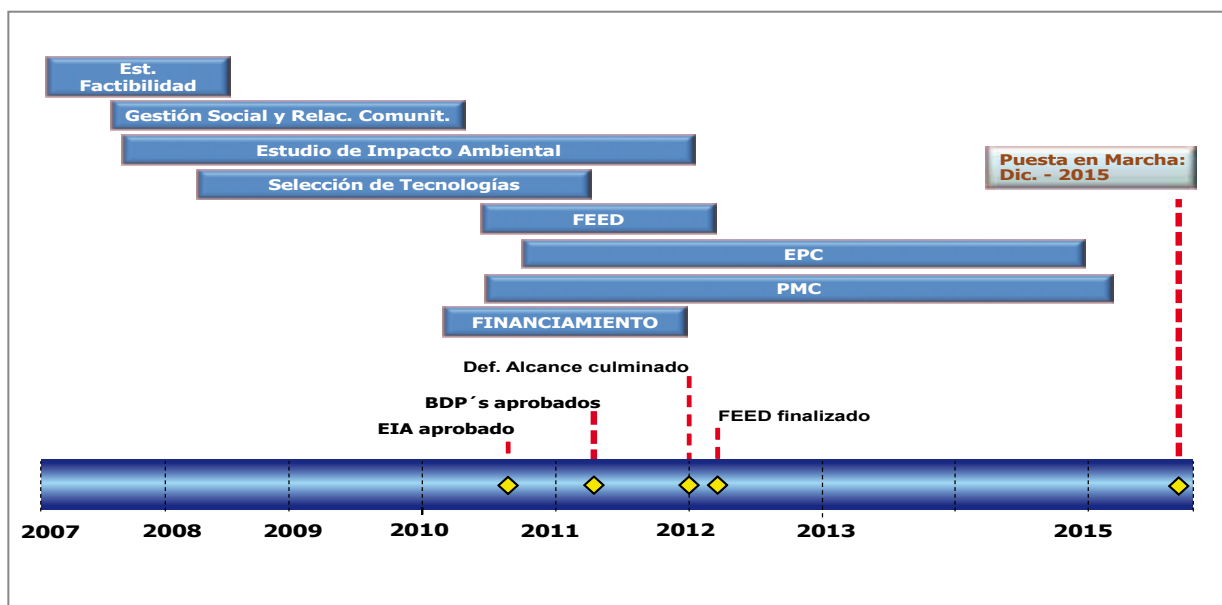
Fase 1: Evaluación de la viabilidad financiera del Proyecto.

Fase 2: Asesoría para la Implementación de la Estructuración Financiera.

Desarrollo del Proyecto en el Tiempo

En el cuadro adjunto se podrá observar en el tiempo, el desarrollo previsto por cada uno de los componentes del Proyecto, mencionados con anterioridad. (VER FIGURA N° 2)

**FIGURA N° 2
Desarrollo Previsto del Proyecto**



Fuente: Elaboración propia

MODIFICACIÓN DE UNIDADES ACTUALES Y UNIDADES POR CONSTRUIR

Modificaciones en las unidades actuales

Algunas de las unidades existentes en la refinería van a requerir de modificación y/o ampliación, como es el caso de las unidades siguientes:

- Unidad de Destilación Primaria (UDP)
- Unidad de Destilación al Vacío (UDV)
- Unidad de Craqueo Catalítico Fluidizado (UCC)

Construcción de nuevas unidades

El Proyecto también contempla la construcción de nuevas unidades que utilizarán tecnología de punta para alcanzar los objetivos de la Refinería Talara modernizada. Estas unidades son:

- Unidad Flexicoker
- Desulfurizador de Diesel
- Desulfurizador de gasolina Craqueada
- Desulfurizador de Nafta
- Reformación de Nafta
- Unidad de Tratamiento de GLP
- Unidad de tratamiento de Gases

- Planta de ácido sulfúrico
- Planta de Hidrógeno
- Planta de cogeneración
- Servicios Industriales
- Unidad de Recuperación de Gases

Los esquemas de la Refinería Actual y la Modernizada, tal como se tiene previsto a la fecha, se muestran a continuación. (VER FIGURA Nº 3)

EVENTOS OPEN HOUSE (CASA ABIERTA)

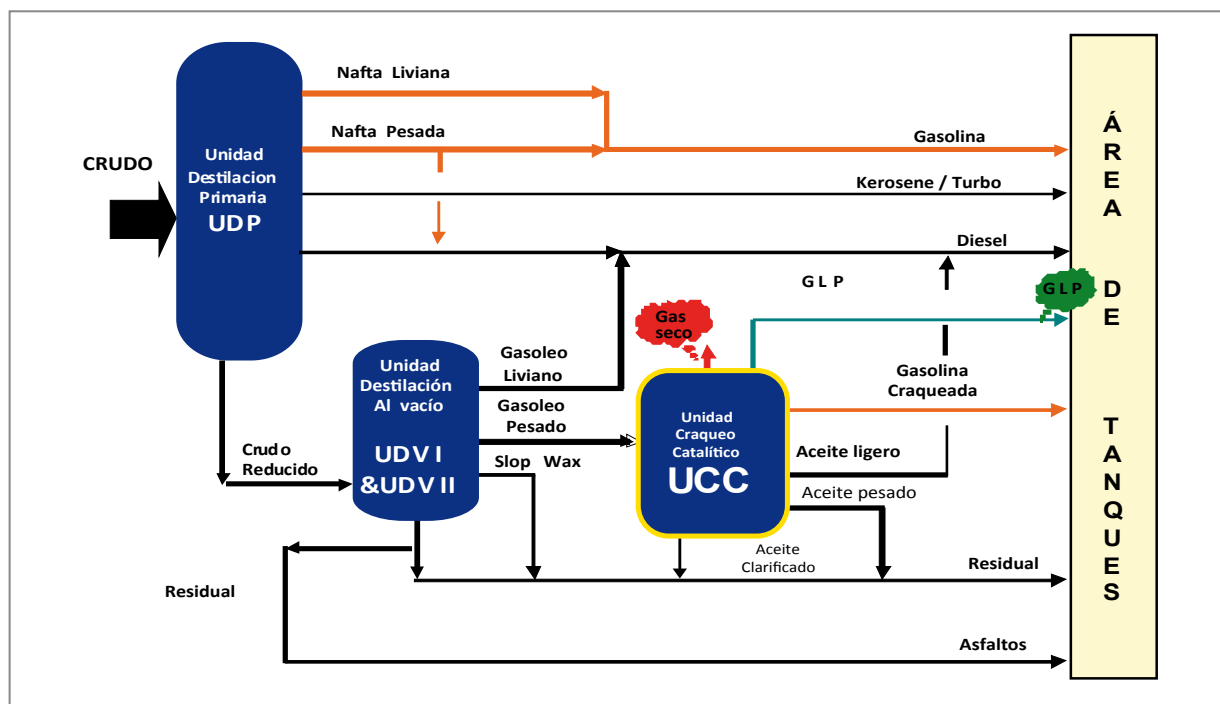
Open House: Línea de Tiempo Refinería Talara PETROPERÚ desarrolló 2 eventos tipo Open House, para la población de Talara y la comunidad en general.

El Primer Open House se realizó entre el 3 y 5 de julio del año 2009 en el Salón de Usos Múltiples de la Plaza Mayor de Talara y contó con la participación de 2 314 concurrentes.

El Segundo Open House, se realizó de manera itinerante para consolidar los mensajes difundidos en el primero, entre el 2 y 4 de octubre de 2009. Este evento se desarrolló en 3 locaciones.

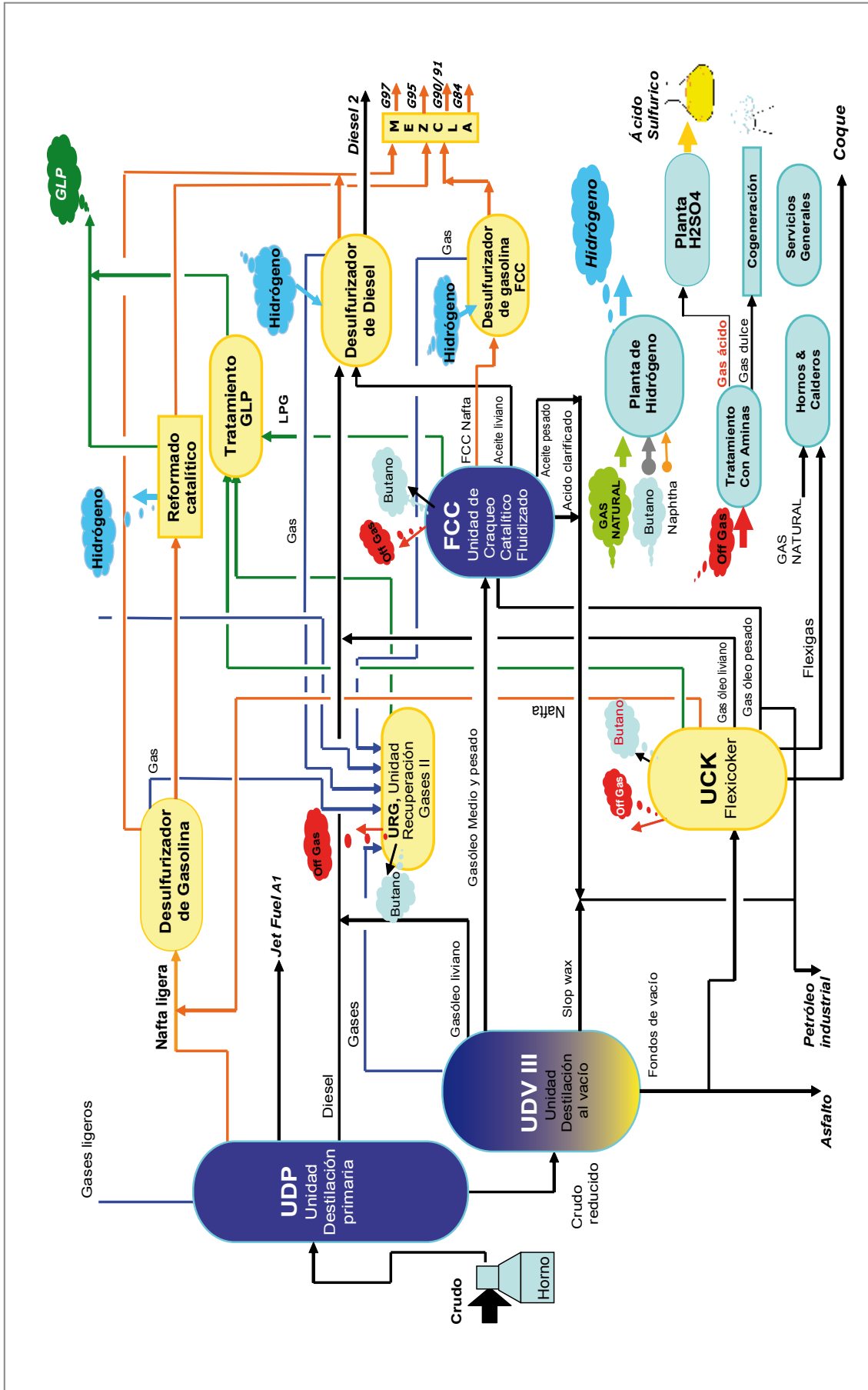
FIGURA Nº 3
Esquemas de Configuración de Procesos - Refinería Actual y Modernizada

Esquema de la Refinería Actual



Fuente: Elaboración Propia.

Esquema de la Refinería Modernizada



Fuente: Elaboración propia



Para el público interno, se realizó en el Centro de Capacitaciones de Operaciones Talara. Para la comunidad talareña se desarrolló en Talara Alta y en el barrio de pescadores, en los cuales participaron 196 y 208 personas respectivamente.

Estos eventos también contaron con consultorios informativos, atendidos por especialistas que respondieron a las dudas de los ciudadanos sobre temas relacionados con el Proyecto, y stands informativos sobre los procesos de refinación, responsabilidad social, ambiente y desarrollo del PMRT.

EVENTOS DE PARTICIPACIÓN CIUDADANA

Tercer Taller Informativo

El Proceso de Participación Ciudadana del PMRT, ha sido elaborado de acuerdo a la Guía de Participación Ciudadana del Ministerio de Energía y Minas.

Este proceso se desarrolló entre el año 2008 y 2010 con 3 talleres informativos dirigidos a la población de Talara, teniendo como objetivo difundir la metodología del estudio ambiental, presentar la línea de base y los impactos ambi-



entales del Proyecto, respectivamente.

El 30 de Marzo de 2010, se realizó en la ciudad de Talara la Audiencia Pública, donde se expusieron entre otros temas: los aspectos técnicos del PMRT, probables impactos ambientales y sociales identificados, Plan de Manejo Ambiental y el Plan de Relaciones Comunitarias. Debiéndose tomar en consideración todos los aportes de la ciudadanía por la Autoridad Competente en la evaluación y aprobación del EIA.

Con este evento culmina la etapa de Participación Ciudadana en el Proceso de elaboración y evaluación del Estudio de Impacto Ambiental del PMRT.



CONCLUSIONES:

- PETROPERÚ enfrenta retos importantes y ha tomado la decisión de efectuar el PMRT para repotenciar su activo más importante (Refinería Talara) y así incrementar la competitividad de la Empresa, cumpliendo con las nuevas especificaciones ambientales exigidas por las normas nacionales e internacionales. Por otro lado hacer de PETROPERU una empresa sostenible en el tiempo.
- PETROPERÚ debe modernizar los esquemas de procesamiento de la Refinería, para convertirla en una Refinería rentable a largo plazo y así cumplir con el suministro de combustibles nacionales, a precios competitivos en el mercado nacional e internacional.
- La Refinería Talara requerirá de una inversión significativa en términos de tiempo, tecnología y recursos.

REGISTRO DE HIDROCARBUROS DE OSINERGMIN

AUTOR:

Gabriel Quispe-Correa Angulo

Supervisor Abogado

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

OSINERGMIN

ANTECEDENTES:

Mediante el Decreto Supremo N° 004-2010-EM publicado el 03 de febrero del 2010, dispuso la transferencia de las funciones de administración, regulación y simplificación del Registro de Hidrocarburos, del Ministerio de Energía y Minas al OSINERGMIN dando un plazo máximo de 90 días calendarios para la culminación del proceso de transferencia.

El pasado 30 de abril fue publicada en el Diario Oficial El Peruano la Resolución Consejo Directivo N° 091-2010-OS/CD¹ que aprobó el Reglamento del Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN (en adelante el Reglamento).

OBJETO:

El Reglamento establece el procedimiento a seguir para la inscripción, modificación, suspensión, cancelación y habilitación en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN, y regula los principios, requisitos y órganos competentes.

ÁMBITO DE APLICACIÓN:

El Reglamento resulta aplicable a las personas naturales o jurídicas que desarrollan actividades de Refinación, Procesamiento, Almacenamiento, Petroquímica Básica, Transporte, Importación, Distribución (mayorista y minorista) y Comercialización de hidrocarburos, así como a toda persona natural y jurídica que de acuerdo a la normatividad vigente tiene como exigencia previa para operar en el mercado la inscripción en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN.

Cabe señalar que para el caso de la inscripción o modificación en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN de Establecimientos de Venta al Público de GNV, Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Líquidos y/o Gasocentros de GLP que quieran ampliar sus actividades a GNV, Consumidores Directos de GNV y Establecimientos Destinados al Suministro de GNV en Sistemas Integrados de Transportes, resulta de aplicación la Resolución de Consejo Directivo N° 083-2010-OS/CD que aprueba el Procedimiento de Ventanilla Única para la Instalación y operación de los Agentes de Gas Natural Vehicular (GNV).

ÓRGANOS COMPETENTES:

A través de la Resolución de Gerencia General N° 314-2010-OS/GG, la Gerencia General de OSINERGMIN designó a la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, a la Unidad de Comercialización de Hidrocarburos Líquidos de citada Gerencia, a las Jefaturas Regionales de OSINERGMIN, y a la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural como los órganos competentes para conocer del trámite del Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN conforme a los alcances dictados en dicha Resolución.

TRÁMITE DE SOLICITUDES:

Entre las solicitudes comprendidas en el Reglamento se encuentran las de inscripción, modificación, suspensión, cancelación y/o habilitación en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN, las mismas que se presentan a manera de

¹ Esta norma fue modificada por la Resolución Consejo Directivo N° 143-2010-OS/CD.

declaración jurada y se tramitan bajo los principios contemplados en la Ley N° 27444, con especial énfasis en los Principios de Simplicidad, Presunción de Veracidad y de Privilegio de Controles Posteriores.

Las personas naturales o jurídicas que desean presentar sus solicitudes, pueden hacerlo en nuestras siguientes oficinas:

OFICINA REGIONAL	DIRECCIÓN	JEFE REGIONAL	TELEFONO
PIURA	Jirón Cuzco N° 643, Cercado	Heraclio Prada Martínez	(073) 30 4074
TRUJILLO	Jirón San Martín N° 477, Cercado	César Matos	(044)20 6408
AREQUIPA	Calle Jerusalén N° 311 C, Cercado	Elmer Tupia	(054) 28 9928
CUSCO	Pasaje Grace N° 115 – B Cercado (Altura de la cdra. 6 de Av. El Sol)	Javier Campos	(084) 24 9988
HUANCAYO	Jr. Libertad N° 801	Manuel Samanez	(064) 21 9006,

OFICINA	DIRECCIÓN	Personal del Servicio	Teléfono
LIMA	Av. Javier Prado Oeste N° 270 - San Isidro	Oscar Chevarria	219 3400 Anx. 1801

Los requisitos a presentar se muestran en el listado de Trámites Administrativos del Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN, establecido en el Anexo N° 2 de la Resolución Consejo Directivo N° 091-2010-OS/CD.

Cabe señalar que la inscripción, modificación, suspensión, cancelación y/o habilitación de las inscripciones que consten el Registro de Hidro-

Osinerghmin N° 00244
N° DE REGISTRO: 85905-401-2010

FICHA DE REGISTRO
(D.S. N° 01-94-EM, RCD N° 091-2010-OS/CD)

Expediente: 1382739

El presente Registro se otorga a favor de:

SAN FERNANDO S.A.

PROPIETARIO y/o REPRESENTANTE LEGAL : JOSE ANDRES SOTOMAYOR ARDINEGA
RUC : 20100154308
DIRECCION OPERATIVA : CARRETERA A HUARAL KM. 3.3 HUANAI PLANTEL 275
DISTRITO : HUARAL
PROVINCIA : HUARAL
DEPARTAMENTO : LIMA
ACTIVIDAD : CONSUMIDOR DIRECTO DE GLP CON CAPACIDAD MAYOR A 1000 GLN

DATOS TÉCNICOS

INFORME TÉCNICO FAVORABLE : 1711474F-401-2010
FECHA : 03/03/2010

Gás Licuado de Petróleo:

N°	Tipo Almacenamiento	Producto	Capacidad
1	TANQUE	GAS LICUADO DE PETROLEO	1000 GALONES
2	TANQUE	GAS LICUADO DE PETROLEO	1000 GALONES
3	TANQUE	GAS LICUADO DE PETROLEO	1000 GALONES
4	TANQUE	GAS LICUADO DE PETROLEO	1000 GALONES
5	TANQUE	GAS LICUADO DE PETROLEO	1000 GALONES
6	TANQUE	GAS LICUADO DE PETROLEO	1000 GALONES
Capacidad Total de Almacenamiento :			6000 GALONES

OBSERVACIÓN:
- Es responsabilidad del operador mantener vigente la Póliza de Seguro de Responsabilidad Civil Extracontractual.

Lima, 23 de Julio de 2010

BEATRIZ AGANIYA HIGA
Abogada de Confianza
DIRECCIÓN DE FISCALIZACIÓN DE
HIDROCARBUROS LÍQUIDOS
OSINERGMIN

carburos de OSINERGMIN son de público conocimiento y su acceso de efectúa a través del portal electrónico de OSINERGMIN en la siguiente dirección: <http://www.osinerg.gov.pe/newweb/pages/GFH/396.htm>

Finalmente, el Reglamento prevé la posibilidad de iniciar la atención de las solicitudes a través de medios electrónicos.

PLAZO DEL TRÁMITE Y RESOLUCIÓN:

El plazo para la evaluación de la respectiva solicitud será uno máximo de treinta (30) días hábiles contado a partir de su admisión a trámite. Dicho plazo se suspende en caso se formulen observaciones, reiniciándose una vez que el solicitante cumpla con absolver las mismas. Transcurrido el referido plazo sin que se hubiese emitido pronunciamiento alguno, se entenderá que la solicitud fue sido denegada.

Una vez emitidas las Resoluciones de Inscripción, Modificación y Habilitación, se incorporan las respectivas solicitantes al Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN y se activa el Código de Usuario y Contraseña del Sistema de Control de Órdenes de Pedido (SCOP), cuando corresponda.

Cabe señalar que, contra el acto administrativo que deniega la solicitud de inscripción, modificación, suspensión, cancelación y/o habilitación en el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN, proceden los recursos administrativos de reconsideración y apelación contemplados en la Ley N° 27444, siendo la Gerencia General la encargada de resolver en segunda instancia administrativa.

PROCEDIMIENTO DE SUSPENSIÓN O CANCELACIÓN A PEDIDO DE PARTE:

En este procedimiento no se requerirá expresión de causa alguna que motive la suspensión o cancelación siendo suficiente la intención expresa, acompañada de los requisitos contemplados en el Anexo N° 2 de la Resolución Consejo Directivo N° 091-2010-OS/CD.

Para el caso de una solicitud de suspensión se puede precisar el periodo de tiempo a suspender; caso contrario, se entiende que se pide una suspensión indefinida. Sin embargo, en aquellos

casos de cancelación del Registro de Hidrocarburos, el administrado deberá presentar una nueva solicitud de inscripción a fin de obtener su autorización para operar en el subsector hidrocarburos.

PROCEDIMIENTO DE SUSPENSIÓN O CANCELACIÓN DE OFICIO:

De acuerdo al Reglamento, la suspensión o cancelación de oficio procede: (i) cuando se disponga una medida cautelar, de seguridad y/o correctiva sobre un establecimiento o unidad del Titular del Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN, (ii) en aquellos casos de incumplimientos a las normas del subsector hidrocarburos previamente determinados por la Gerencia General del OSINERGMIN, y (iii) cuando se disponga como sanción, de acuerdo a Tipificación y Escala de Multas y Sanciones que corresponda a la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos o a la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural.

Finalmente, cabe señalar que las Municipalidades que revoquen las Licencias de Funcionamiento otorgadas a los establecimientos, unidades o instalaciones de Agentes de Comercialización de Gas Natural, informarán al OSINERGMIN para que disponga la suspensión de la inscripción en el Registro de Hidrocarburos.

MODELOS PARA LA IMPLANTACIÓN DE SISTEMAS DE CALIDAD

AUTOR:

Ing. Beatriz Adaniya Higa

Jefe de la Unidad de Comercialización

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

El artículo presenta un breve resumen sobre los diferentes modelos de implantación de Sistemas de Calidad y resalta la importancia de que una institución adopte la estrategia de la calidad como camino para enfrentar con éxito los retos que se le presentan.

Introducción

Se ha desarrollado instrumentos y modelos para ayudar a las organizaciones a conocer e implementar una gestión de calidad moderna y eficaz que contribuya a incrementar sus condiciones de competitividad; como por ejemplo, el “Modelo de Excelencia en la Gestión”, el cual se ha estructurado en base a siete criterios: Liderazgo, Planeamiento Estratégico, Orientación hacia el Cliente y el Mercado, Información y Análisis, Orientación hacia el Personal, Gestión de Procesos y Resultados. La puntuación máxima a obtenerse es de 1000 puntos y será proporcional al nivel de respuesta, otorgado a cada criterio del modelo.

Las organizaciones verdaderamente excelentes se miden por su capacidad para alcanzar y sostener en el tiempo resultados sobresalientes para sus grupos de interés; es decir, determina que la excelencia representa el logro de niveles tangibles de resultados y la prueba que nos permite confiar en que esos resultados se mantendrán en el tiempo. Las pruebas necesarias para confiar en que los resultados se mantendrán en el tiempo no se circunscriben exclusivamente a los resultados económicos, que muestran resultados del pasado; sino que incluyen también resultados de otros grupos de interés que nos ofrecen indicios de cuál será el rendimiento económico futuro. Estos otros indicadores contemplan la medición de la excelencia de la satisfacción y fidelidad del cliente, la motivación y capacidad de las personas y la satisfacción de la comunidad en su sentido más amplio.

Para suscitar la confianza necesaria en que los resultados pueden mantenerse en el tiempo, deben existir pruebas también de que las operaciones y actividades de la organización están sólidamente fundamentadas y se revisan y mejoran de manera sistemática y continuada.

La evolución del concepto de calidad y su creciente aplicación reconoce a la calidad como una herramienta de gestión aplicable no sólo a las industrias sino también a entidades de servicios; así, la Norma Internacional UNE/ISO 9001 especifica los requisitos del sistema de gestión de la calidad para su aplicación donde deba demostrarse la capacidad de una entidad para ofrecer servicios conformes. Estos requisitos están basados principalmente en alcanzar la satisfacción del cliente, mediante la prevención de no conformidades en todas sus etapas desde el inicio del diseño hasta las entregas y el servicio postventa.

Excepcionalmente, una entidad podrá excluir ciertos requisitos de esta Norma Internacional, relativas a las actividades de diseño y /o instalación dentro de la sección de Gestión de Procesos.

Estas exclusiones solamente serán aplicables cuando las actividades de diseño y/o instalación no correspondan a las operaciones de la organización. La exclusión debe:

- Ser apoyada por un razonamiento documentado de la organización, declarando que el requisito excluido no afectará a la posibilidad de que la entidad cumpla los requisitos del cliente.
- Ser consistente con los requisitos del cliente y con los requisitos importantes de otras normas, reglamentaciones, etc., aplicables al servicio.
- Estar sujeta a una revisión periódica para verificar la continuidad de la validez de la exclusión.

Los conceptos de aseguramiento de la calidad y de gestión de la calidad facilitan alcanzar el logro de un objetivo prioritario de toda organización, la satisfacción tanto de las necesidades expresas como de las implícitas de:

- a) los usuarios de un servicio,
- b) los requisitos de la sociedad,
- c) la buena gestión interna de una organización (necesidades internas definidas por los directivos de una institución)

BASES DE LA CALIDAD TOTAL

En muchas ocasiones, los empresarios y directivos se encuentran con la importante confusión que existe en relación con los términos de Calidad Total, EFQM e ISO 9000.

Básicamente, y a modo introductorio, la definición de cada uno de estos conceptos es:

- **CALIDAD TOTAL:** Una filosofía en la que se busca la excelencia en los resultados de las organizaciones
- **EFQM:** (European Foundation for Quality Model) es una organización que se ha dedicado a hacer tangibles los principios de la calidad total para que sean aplicables a las organizaciones. Para ello ha desarrollado un modelo de gestión de la Calidad Total o Excelencia.
- **ISO 9000:** Es una normativa desarrollada por la ISO (International Standard Organization) para el aseguramiento de los sistemas de calidad de las organizaciones.

Las similitudes entre todos estos conceptos son:

1. Todos han sido creados para la mejora de resultados empresariales u organizacionales.
2. Todos están relacionados con la calidad, aunque a distintos niveles y con distintos significados del concepto.

Las diferencias entre todos estos conceptos son:

La diferencia más importante es que la Calidad Total es una filosofía, el modelo EFQM es un modelo de Calidad Total y la ISO 9000 es una norma que pretende gestionar/asegurar la calidad de los sistemas.

Si se quiere definir las relaciones entre los distintos conceptos, la relación entre EFQM y la Calidad Total es que el modelo de la EFQM es un modelo desarrollado para hacer tangibles los principios de la Calidad Total. Esto es necesario ya que la Calidad Total es una filosofía y el modelo desarrollado por la EFQM ayuda a desarrollar y hacer tangibles los conceptos de la Calidad Total.

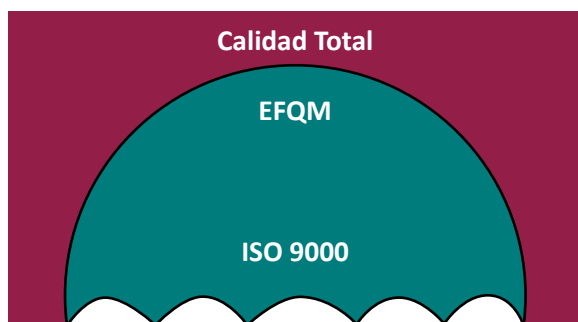
En la relación entre la ISO 9000 y EFQM, la ISO 9000 puede, y suele ser una parte del Modelo de Excelencia Empresarial de la EFQM. En la versión de la ISO 9000 del año 94, la norma estaba básicamente enfocada a determinados procesos mientras que el enfoque de la EFQM es mucho más amplio contemplando las organizaciones desde un enfoque mucho más global y completo.

Sin embargo, en la revisión de la ISO 9000 del año 2000, ésta tiende mucho más hacia el concepto de Calidad Total ahondando más en los conceptos de procesos, en el enfoque al cliente,

la gestión de recursos, etc. con lo que se acerca mucho más al modelo de la EFQM.

En la FIGURA Nº 1 se puede ver de una manera clara:

FIGURA Nº 1
Entorno de la Calidad Total



La Calidad Total es una filosofía empresarial nacida en Japón y que parte del concepto de “calidad de producto”, entendiéndose como tal el cumplimiento de especificaciones. Este concepto ha ido evolucionando hacia el concepto de Calidad Total que es mucho más amplio y no está enfocado en el producto sino en la calidad de toda la organización.

Sin embargo, esta filosofía necesitaba manifestarse como algo tangible de alguna manera y por ello surgieron distintos modelos de calidad total como el de la EFQM a nivel europeo, el Malcolm Baldrige en EEUU y el “Premio Deming” en Japón aunque los tres modelos tienen muchos elementos similares.

Siguiendo con el concepto de EFQM, hay que dejar claro que este Modelo no es una norma y no se obtiene ningún certificado por tercera parte. El modelo de la EFQM es un modelo compuesto de criterios y subcriterios que son evaluados en la organización para obtener sus puntos fuertes y débiles y definir planes de acción consecuentes.

El modelo de la EFQM, básicamente se emplea para la evaluación de las organizaciones, bien por personal interno o externo, llegando a conocer cuál es su estado respecto al ideal de Excelencia así como las oportunidades de mejora.

Posiblemente la problemática más importante de este modelo es que, aunque existen distintas

metodologías para el desarrollo de la evaluación, ésta es tan buena como lo son los evaluadores.

Sin embargo, los sistemas de la calidad según norma ISO 9000 se desarrollan empleando la norma ISO 9000 y su familia. En esta norma, se especifican una serie de requisitos que debe cumplir una organización.

Tras la adecuación de la organización a la normativa y el desarrollo de su correspondiente documentación que refleja el “modus operandi” de la organización (manuales de calidad y de procedimientos), una organización certificadora neutral analiza si realmente la organización cumple con los requisitos de la normativa. Si el sistema está correctamente desarrollado, la entidad certificadora emitirá el correspondiente certificado indicando la conformidad del sistema.

La principal característica (y ventaja) de los sistemas de gestión (antes aseguramiento) de la calidad según norma ISO 9000 es que sirve para demostrar a terceros la calidad del sistema con las correspondientes ventajas comerciales que ello conlleva.

El problema viene por la importancia comercial que supone el obtener la certificación del sistema, ya que hay muchas organizaciones que se vuelcan para conseguir este certificado sin pensar en los conceptos de la calidad. Acabando en muchas ocasiones con organizaciones con menos calidad que la inicial, aunque eso sí, certificadas.

Como conclusión, las organizaciones deberían introducir el Modelo de Excelencia de la EFQM ya que realmente mejora los resultados empresariales y dentro de él, por su repercusión en varios criterios, el desarrollo de la norma ISO 9000 del año 2000.

Un primer modelo, es el modelo Malcolm Baldrige. Este modelo expresa que la experiencia de empresas de clase mundial ha demostrado que para una Gestión de Excelencia se requiere orientarse hacia Principios y Valores clave que fortalecen la cultura organizacional, enfocan los procesos hacia la calidad y mejoran el desempeño, garantizando resultados exitosos para los

clientes, personal, proveedores, la sociedad, el estado y los accionistas.

Los principios básicos del Modelo de Excelencia Malcolm Baldrige son:

1. Liderazgo y compromiso de la Alta Dirección.
2. Gestión orientada a la satisfacción del cliente.
3. Aprendizaje personal y organizacional.
4. Valoración del personal y de los socios.
5. Agilidad y flexibilidad.
6. Orientación hacia el futuro.
7. Innovación permanente.
8. Gestión basada en hechos.
9. Responsabilidad Social.

La estructura del modelo está compuesta por los siguientes siete criterios:

1. Liderazgo.
2. Planeamiento Estratégico.
3. Orientación hacia el Cliente y el Mercado.

4. Información y Análisis.
5. Orientación hacia el Personal.
6. Gestión de Procesos.
7. Resultados.

Un segundo modelo, es el modelo EFQM de Excelencia es un marco de trabajo no-prescriptivo basado en nueve criterios, que puede utilizarse para evaluar el progreso de una organización hacia la excelencia. El Modelo reconoce que la excelencia en todo lo referente a resultados y rendimiento de una organización se puede lograr de manera sostenida mediante distintos enfoques. El modelo se fundamenta en la premisa según la cual los resultados excelentes con respecto al Rendimiento de la Organización, a los Clientes, las Personas y la Sociedad se logran mediante un Liderazgo que dirija e impulse la Política y Estrategia, las Personas de la organización, las Alianzas y Recursos, y los Procesos.

La estructura sistémica del Modelo de Excelencia se presenta en la FIGURA Nº 2:

FIGURA Nº 2
Marco General del Modelo de Excelencia en la Gestión: Una Perspectiva del Sistema



El modelo EFQM define la autoevaluación como “un examen global, sistemático y regular de las actividades y resultados de una organización comparados con un modelo de excelencia empresarial”.

En esta autoevaluación se analizarán todas las áreas de la organización, desde liderazgo hasta resultados, pasando por personas, política y estrategia, alianzas y recursos y procesos para llegar a definir unos puntos fuertes y débiles.

A partir de esta definición de puntos fuertes y débiles, se definen planes de acción para corregir los puntos débiles y mejorar los puntos fuertes.

El Modelo EFQM se basa en los ocho principios fundamentales de la excelencia:

- Orientación hacia los Resultados
- Orientación al Cliente
- Liderazgo y Coherencia en los Objetivos
- Gestión por Procesos y Hechos
- Desarrollo e Implicación de las Personas
- Aprendizaje, Innovación y Mejora Continuos
- Desarrollo de Alianzas
- Responsabilidad Social

Una importante ventaja de la autoevaluación de EFQM es el carácter cuantitativo de la misma, es decir, que se puede comparar frente a otras

organizaciones, frente a evaluaciones anteriores de la misma organización o entre distintas unidades de negocio dentro de la misma organización.

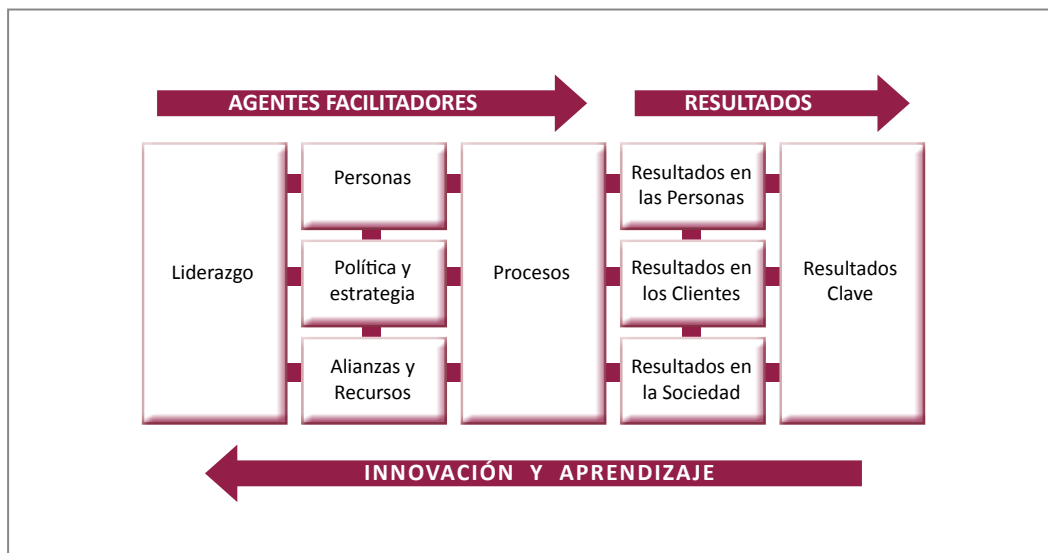
Otra característica importante es que respecto a otras herramientas como la ISO 9000 que es más rígida, la autoevaluación se puede emplear en los términos que sean más interesantes para la empresa en cuestión.

También es importante señalar el componente metodológico aportado por la EFQM, que señala distintos enfoques metodológicos (simulación de presentación al premio, autoevaluación por formularios, autoevaluación mediante la matriz de mejora, autoevaluación con cuestionarios, autoevaluación por reunión de trabajo e implicación paritaria de la autoevaluación) para que en cada caso en concreto se emplee el más adecuado.

Como conclusión, lo importante es tener una visión global del camino a la excelencia y tenerlo como un proceso de mejora continua con lo que herramientas como la que proporciona el Modelo EFQM de Excelencia y sus homólogos es extremadamente útil.

El modelo EFQM de Excelencia es un modelo flexible que puede aplicarse a organizaciones grandes y pequeñas, del sector público o del sector privado.

FIGURA Nº 3
Esquema del Modelo EFQM



En los fundamentos del Modelo se encuentra un esquema lógico denominado REDER, el cual está integrado por cuatro elementos: Resultados, Enfoque, Despliegue, Evaluación y Revisión. Los elementos Enfoque, Despliegue, Evaluación y Revisión se utilizan al evaluar los criterios del grupo de Agentes Facilitadores, mientras que el elemento Resultados se emplea para evaluar los criterios del grupo de Resultados. Dentro de este marco general no-prescriptivo ciertos conceptos fundamentales constituyen la base del Modelo. Con frecuencia se hace referencia a los comportamientos, actividades o iniciativas basados en estos conceptos como Gestión de Calidad Total.

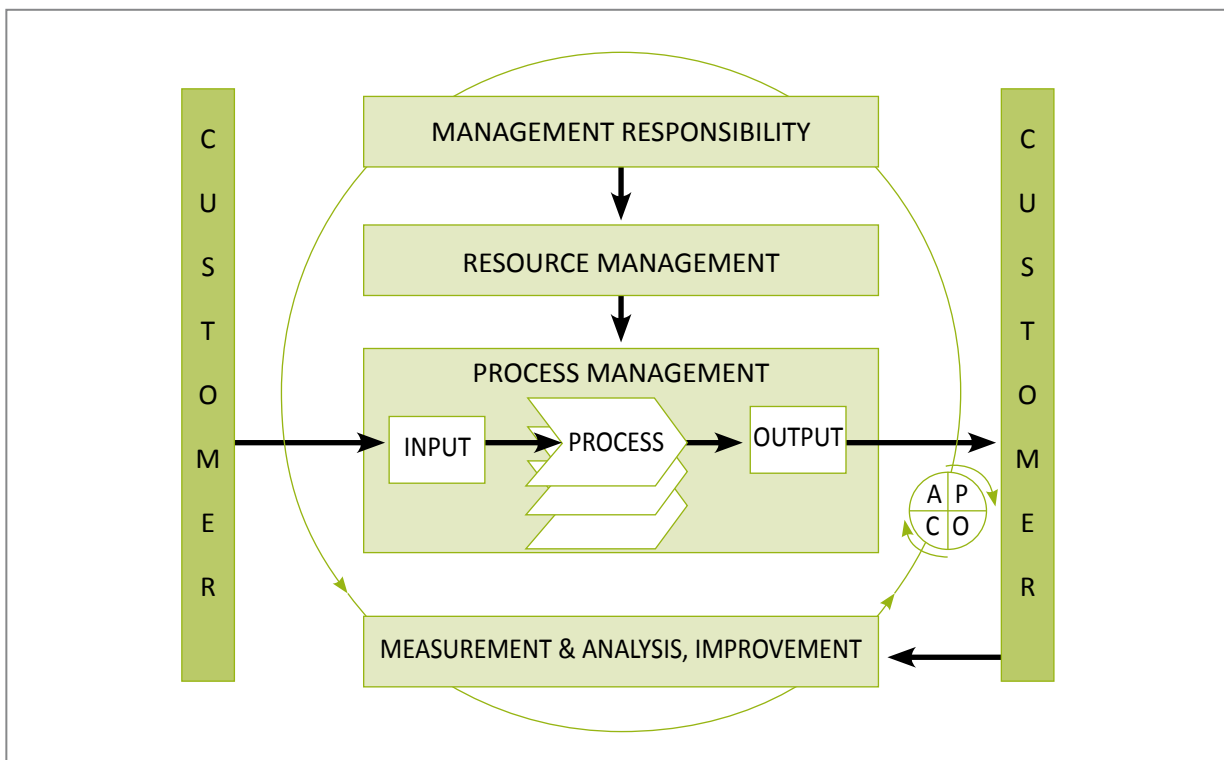
El tercer modelo, establece que la gestión de la calidad de una institución de formación puede realizarse tomando como referencia los requerimientos de la norma UNE-ISO 9001. Este sistema hace posible que la gestión de los procesos de la organización se realice utilizando parámetros de calidad para obtener, posteriormente un certificado que acredite la calidad de la gestión; tomando siempre como eje central de todo el sistema de calidad, la satisfacción de los clientes.

Las Normas ISO 9000 de Aseguramiento de la Calidad, proporcionan los medios para que una organización pueda establecer un Sistema de calidad efectivo, que satisfaga las necesidades de sus clientes dando evidencias de su organización. En este sentido, las Normas ISO 9000 proporcionan sistemas para garantizar la calidad a los clientes, y al mismo tiempo métodos de gestión para asegurar la rentabilidad y continuidad de la organización.

Se pretende implantar el nuevo sistema de gestión de la Calidad ISO 9001 (2000), el cual está basado en el modelo representado en la figura 4. En ella se muestra gráficamente la relación entre los principales apartados de la norma (Responsabilidad de la Dirección, Gestión de los Recursos, Gestión de los procesos, Medición-Análisis-Mejora).

Dado que es un modelo completo de todos los procesos del sistema de la calidad, es capaz de demostrar la integración de estos, vertical y horizontalmente, en un sistema retroalimentado que permita la mejora continua.

FIGURA Nº 4
Modelo del proceso de Gestión de la Calidad



Desde el punto de vista vertical, la dirección define los requisitos a cumplir (Responsabilidad de la Dirección/Management Responsibility), a continuación se destinan los recursos necesarios (Gestión de los Recursos/Resource Management), se establecen e implementan los procesos necesarios para llevar a cabo la tarea (Gestión de los Procesos/Process Management), los resultados (Outputs) son medidos, comparados con los requisitos iniciales y mejorados (Medición – Análisis - Mejora / Measurement – Analysis - Improvement). Finalmente, La Revisión por la Dirección retroalimenta el sistema volviendo a la Responsabilidad de la Dirección para iniciar la mejora.

Desde el punto de vista horizontal, el modelo reconoce el papel del cliente dado que, sus necesidades constituyen una parte importante de las entradas (INPUTs) del proceso; a continuación, se lleva a cabo el proceso del servicio y, finalmente la satisfacción del cliente es evaluada a partir del resultado del proceso (OUTPUTs). El

resultado de esta evaluación permite iniciar la mejora retroalimentando el sistema para asegurar que el resultado (OUTPUT) responde a las necesidades del cliente.

El modelo descrito puede identificarse plenamente con el Ciclo de Mejora Continua-PDCA o Círculo de Deming, correspondiéndose con las siguientes etapas:

Plan (Planificar)..... Responsabilidad de la Dirección (Política de Calidad/Objetivos/Planificación de la Calidad)
 Do (Hacer).....Gestión de Recursos, Gestión de Procesos
 Check (Comprobar).....Medición-Análisis-Mejora
 Act (Actuar, revisar).....Responsabilidad de la Dirección (Revisión por la Dirección)

Del modelo anterior se desprende que en la definición de cualquier producto o servicio es necesario pasar por una etapa de diseño.

TABLA 1. ANÁLISIS COMPARATIVO DE MODELOS DE CALIDAD

Nº	Criterios/Subcriterios	Modelo		
		Malcolm Baldrige	EFQM	UNE/ISO 9001
1	LIDERAZGO			
1.1	Liderazgo Organizacional	X	X	X
1.1a	Desarrollo de la misión, visión y valores por parte de los líderes, que actúan como modelo de referencia dentro de una cultura de Excelencia.		■	
1.1b	Implicación personal de los líderes para garantizar el desarrollo, implantación y mejora continua del sistema de gestión de la organización.		■	▲
1.2	Responsabilidad Social	X	X	X
1.2a	Implicación de los líderes con clientes, partners y representantes de la sociedad.		■	▲
1.2b	Motivación, apoyo y reconocimiento de las personas de la organización por parte de los líderes.		■	▲
2	PLANEAMIENTO ESTRATÉGICO / POLÍTICA Y ESTRATEGIA			
2.1	Desarrollo de Estrategias	X	X	
2.1a	Desarrollo, revisión y actualización de la política y estrategia.		■	▲
2.2	Despliegue de Estrategias	X	X	
2.2a	Despliegue de la política y estrategia mediante un esquema de procesos clave		■	▲
2.2b	Comunicación e implantación de la política y estrategia.		■	▲
2.3	Las necesidades y expectativas actuales y futuras de los grupos de interés son el fundamento de la política y estrategia.		X	X
3	ORIENTACIÓN HACIA EL CLIENTE Y EL MERCADO			
3.1	Conocimiento del Cliente y del Mercado	X		X
3.2	Satisfacción y Relaciones con el Cliente	X		X

4	INFORMACIÓN Y ANÁLISIS			
4.1	Medición del Desempeño Organizacional	X		X
4.2	Análisis del Desempeño Organizacional	X		X
5	ORIENTACIÓN HACIA EL PERSONAL			
5.1	Sistemas de Trabajo	X	X	X
5.1a	Planificación, gestión y mejora de los recursos humanos.		■	▲
5.1b	Implicación y asunción de responsabilidades por parte de las personas de la organización.		■	▲
5.1c	Existencia de un diálogo entre las personas y la organización.		■	▲
5.2	Educación, Capacitación y Desarrollo del Personal	X	X	X
5.2a	Identificación, desarrollo y mantenimiento del conocimiento y la capacidad de las personas de la organización		■	▲
5.3	Bienestar y Satisfacción del Personal	X	X	X
5.3a	Recompensa, reconocimiento y atención a las personas de la organización.		■	▲
6	GESTIÓN DE PROCESOS			
6.1	Procesos de Productos y de Servicios	X	X	X
6.1a	Diseño y gestión sistemática de los procesos		■	▲
6.1b	Diseño y desarrollo de los productos y servicios basándose en las necesidades y expectativas de los clientes.		■	▲
6.1c	Producción, distribución y servicio de atención de los productos y servicios.		■	▲
6.1d	Gestión y mejora de las relaciones con los clientes.		■	▲
6.2	Procesos de Soporte	X	X	X
6.2a	Introducción de las mejoras necesarias en los procesos mediante la innovación, a fin de satisfacer plenamente a clientes y otros grupos de interés, generando cada vez mayor valor.		■	▲
6.3	Procesos de Proveedores y Socios	X		X
7	RESULTADOS - RESULTADOS CLAVE			
7.1	Resultados de Orientación hacia el Cliente	X	X	X
7.1a	Medidas de percepción		■	▲
7.1b	Indicadores de rendimiento		■	▲
7.2	Resultados Financieros y de Mercado	X		
7.3	Resultados del Personal	X	X	X
7.3a	Medidas de percepción		■	▲
7.3b	Indicadores de rendimiento		■	▲
7.4	Resultados de Proveedores y Socios	X	X	X
7.4a	Medidas de percepción		■	▲
7.4b	Indicadores de rendimiento		■	▲
7.5	Resultados de la Eficiencia Organizacional	X	X	X
7.5a	Resultados clave del rendimiento de la organización		■	▲
7.5b	Indicadores clave del rendimiento de la organización		■	▲
8	ALIANZAS Y RECURSOS			
8.1	Gestión de las alianzas externas.		X	
8.2	Gestión de los recursos económicos y financieros.		X	
8.3	Gestión de los edificios, equipos y materiales.		X	
8.4	Gestión de la tecnología.		X	
8.5	Gestión de la información y del conocimiento		X	

■ Subcriterio del modelo EFQM que puede considerarse implícito en el modelo Malcolm Baldrige.

▲ Subcriterio del modelo UNE/ISO 9001 que puede considerarse implícito en el modelo Malcolm Baldrige y EFQM.

ESTUDIO DE RIESGOS Y PLANES DE CONTINGENCIAS

AUTOR:

Ing. Gustavo E. Castillo Ojeda

Ing. William F. Gorritti Siappo

Unidad de Comercialización de Hidrocarburos Líquidos

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

El artículo muestra las características de un Estudio de Riesgos, el mismo que constituye un estudio cualitativo y/o cuantitativo de una instalación y su área de influencia, donde se efectúa una actividad de hidrocarburos, con el propósito de evaluar y proponer los procedimientos para eliminar o reducir al mínimo las condiciones y actos inseguros que se puedan generar. Asimismo, establece que el Estudio de Riesgos incluye un adecuado dimensionamiento del sistema contra incendios y sirve para la elaboración del Plan de Contingencias.

Introducción

Para el otorgamiento de diversos Informes Técnicos de OSINERGMIN, el TUPA vigente (D.S. 023-2009-PCM) exige la presentación de un Estudio de Riesgos del agente a ser supervisado. Además, dentro de las competencias de OSINERGMIN, se encuentra la verificación del cumplimiento de las normas de seguridad en las instalaciones de Hidrocarburos, las cuales en su almacenamiento y manipulación son de alto riesgo.

Esto hace necesario, que en las supervisiones y fiscalizaciones de las diversas actividades de hidrocarburos, se tenga un cabal conocimiento de los Estudios de Riesgos y las metodologías cualitativas y/o cuantitativas por parte de los especialistas y supervisores, logrando que de la revisión de este documento importante, se obtenga una adecuada evaluación.

Comenzaremos definiendo Riesgo como la posibilidad de sufrir un daño por la exposición a un peligro, mientras que Peligro es la fuente del riesgo y se refiere a una sustancia o a una acción que pueda causar daño. Se puede decir entonces que la Evaluación del Riesgo es la técnica que se utiliza para determinar la naturaleza y magnitud del riesgo; y que como Manejo de los Riesgos, se debe entender que además de la evaluación, el análisis incluye los métodos para hacer un mejor uso de los resultados de la evaluación.

Cabe indicar, que la normativa para Instalaciones de Consumidor Directo de Combustibles Líquidos (D.S. Nº 052-93-EM), ya exigía los Estudio de Riesgos, el cual es la base para un adecuado dimensionamiento de los sistemas contra incendio de las instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos, sin embargo no existe en la normativa nacional, límites inferiores de tipos y cantidades a usar en estos sistemas, quedando la implementación criterio del elaborador del Estudio de Riesgos y la aprobación a criterio del supervisor evaluador.

Para los Gasocentros de GLP, la normativa vigente (D.S. Nº 019-97-EM) señala que estos Estudios deben ser elaborados por profesionales especialistas, debidamente colegiados y hábiles; sin embargo hay que tener en cuenta que los riesgos se perciben en forma diferente.

La Resolución de Consejo Directivo N° 667-2008-OS-CD, creó el “Registro de Profesionales Expertos en Elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia para las Actividades de Hidrocarburos”, sin embargo aun no se ha implementado dicho registro.

Por lo cual, el presente artículo pretende dar a conocer algunas metodologías y pautas usadas en los análisis de los Estudios de Riesgos, así como importantes aspectos a considerar durante su evaluación, en las diferentes etapas y actividades supervisadas.

ESTUDIO DE RIESGOS

El objetivo de realizar el Estudio de Riesgos, es determinar los posibles riesgos mayores y consecuencias que puedan presentarse en la etapa de construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento en las diferentes instalaciones de hidrocarburos. Los riesgos mayores son aquellos que una vez materializados en accidentes, comprometen la vida o salud de los trabajadores, usuarios y vecinos; afectan a los bienes y equipamiento de los establecimientos y ocasionan un daño al medio ambiente.

El estudio de Riesgos facilita la toma de acciones, procedimientos, medidas y controles, de manera adecuada, para cumplir con la obligación de garantizar la seguridad y la protección de la salud de las personas.

En todo Estudio de Riesgos, se debe identificar los riesgos, identificar las personas y bienes expuestos a los riesgos, evaluar cualitativamente o cuantitativamente los riesgos existentes y analizar si el riesgo puede ser eliminado; en caso de no ser posible su eliminación, se debe decidir la necesidad de adoptar nuevas medidas para prevenir o reducir el riesgo; estas medidas se podrían simplificar en el Análisis del riesgo, comprendiendo las fases de identificación de peligros y estimación de los riesgos; y la Valoración del riesgo, que permite estimar si los riesgos detectados resultan tolerables.

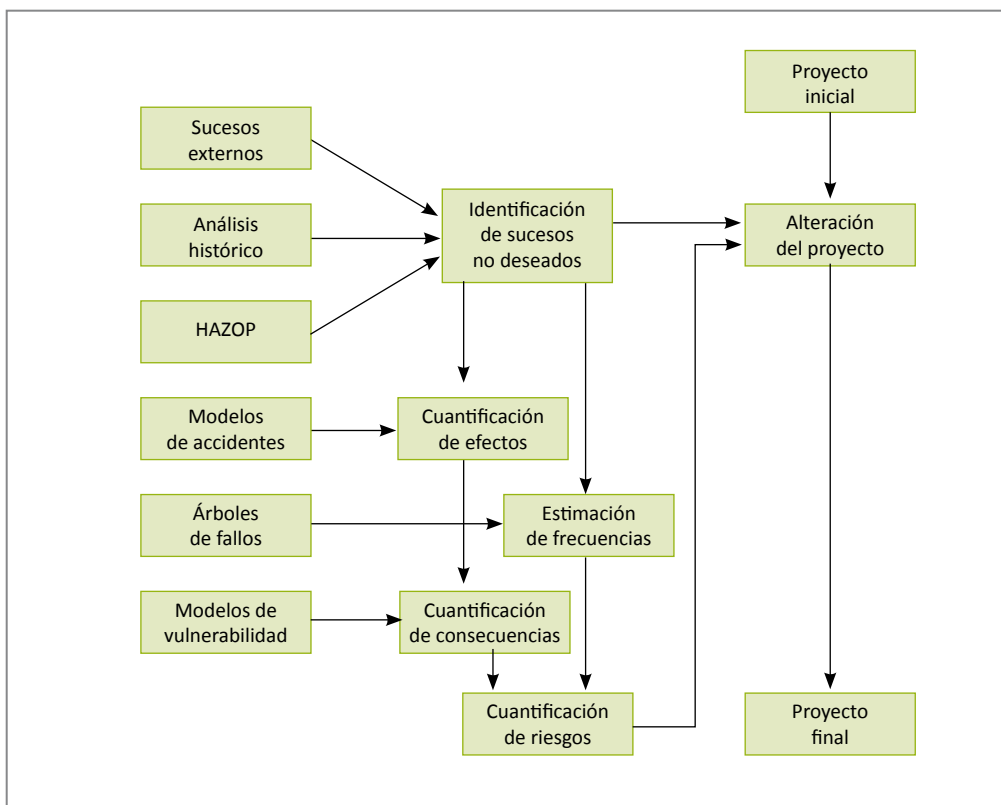
Es obligación de la administración de una instalación, el controlar todo riesgo que luego de la evaluación realizada se concluya que el(los) riesgo(s) no resulte(n) tolerable(s).

Para la Evaluación de los Riesgos existen varios procedimientos, desde los más simplificados, hasta los procedimientos cuantitativos basados en métodos estadísticos para determinación de frecuencias, cálculos de daños, etc, pudiéndose clasificar por su grado de dificultad en: Métodos cuantitativos como por ejemplo: Gretener, Gustav Purt, Coeficiente K, índice Mond, índice Dow, etc.; Métodos cualitativos como: Hazop, árbol de fallos y errores, también existen los Métodos Semicuantitativos

Si los clasificamos por el tipo de riesgo, tenemos los métodos para: Evaluación de riesgos impuestos por reglamentaciones específicas, Evaluación de riesgos que precisan de métodos especializados de análisis, Evaluación de riesgos para lo que no existe reglamentación específica, pero hay normas internacionales, europeas, nacionales o guías de organismos oficiales de reconocido prestigio, Evaluación general del riesgo

EL ANÁLISIS DE RIESGOS

La evaluación de los diversos riesgos asociados a una determinada instalación de hidrocarburos (Combustibles Líquidos, OPDH y/o GLP), se lleva a cabo mediante el análisis de riesgos, para determinar con una aproximación razonable los Accidentes que puedan ocurrir, la Frecuencia de estos accidentes y la Magnitud de sus consecuencias. Su aplicación se presenta en forma simplificada en la siguiente figura:



Primero se estudia los acontecimientos externos, es decir los peligros que pueden venir de afuera del establecimiento a supervisar (un desborde de un río, una nube toxica procedente de una empresa vecina, un vehículo que con una falla en los frenos entra al patio de una EESS, etc.). Esto no supone ningún procedimiento en sí mismo, se trata de analizar todos los peligros posibles.

Referente a los propios peligros de las instalaciones de Hidrocarburos, lo primero es buscar en el análisis histórico, es decir el estudio de los accidentes y/o incidentes ocurridos previamente en instalaciones similares, esto otorga de forma muy directa algunos puntos débiles del proyecto e indica los peligros presumiblemente más esperados (debido a ubicación de instrumentos detectores, forma de realizar los trabajos de mantenimiento, etc.). Sin embargo no es un método que explore sistemáticamente todos los peligros de una determinada instalación, por esta razón debe ser complementado con otro procedimiento que implique exploración exhaustiva de todos los orígenes posibles de accidentes. El llamado HAZOP (análisis de riesgos y operatividad), con sus diversas variantes el más utilizado.

Una vez identificados los peligros, se debe cuantificar todas sus consecuencias posteriores. Para calcular sus efectos se utilizan modelos matemáticos de los accidentes (como radiación térmica en función del tiempo y la distancia, distribución de concentraciones en la atmosfera, etc). Debemos tener en cuenta que lo que se realizan son cálculos aproximados: la palabra *estimación* resulta, pues, más apropiada que *cálculo*.

Con los valores aproximados de los efectos, se establecen las consecuencias que inciden en las personas, en bienes o entorno; estimándose cuál será el número de muertos y de heridos, cuál será la destrucción provocada en edificaciones y equipos, y cuál será el impacto sobre el entorno cuando un accidente determinado se produzca en un lugar determinado. Esto se suele realizar mediante los denominados modelos de vulnerabilidad, que relacionan efectos y consecuencias.

Hasta ahora se ha hecho un tratamiento de tipo determinístico: establecimiento de los peores accidentes que pueden ocurrir y estimación de sus consecuencias. Para estimar de forma completa el riesgo, según la definición cuantitativa dada, debe hacerse un análisis más completo realizando

do además, un tratamiento de tipo probabilístico. Para llevar a cabo esto, que en definitiva equivale a estimar la frecuencia con que probablemente se producirá el accidente (si llega a ocurrir), el instrumento más utilizado es el análisis cuantitativo de los denominados *árboles de fallos*.

HAZOP (Análisis de Peligro y Operatividad), es una técnica deductiva para la identificación, evaluación cualitativa y prevención del riesgo potencial y de los problemas de operación derivados del funcionamiento incorrecto de un sistema técnico. El método requiere un conocimiento detallado del sistema y del protocolo de análisis, esto condiciona que el trabajo sea multidisciplinario y por distintas áreas implicadas en el proceso. Los miembros de los equipos de trabajo son de dos tipos: los técnicos y los analistas de riesgo.

La técnica se fundamenta en el hecho de que las desviaciones en el funcionamiento de las condiciones normales de operación y diseño suelen conducir a un fallo en el sistema, provocando desde una parada sin importancia del proceso hasta un accidente mayor de graves consecuencias.

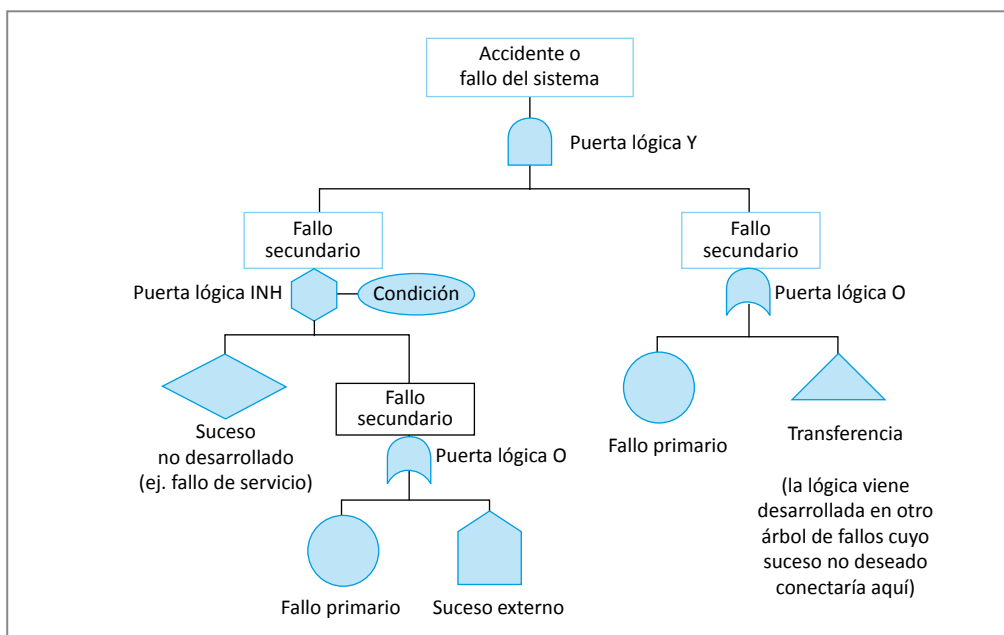
El resultado principal de los estudios HAZOP, es un conjunto de problemas operativos y una serie de medidas orientadas a la reducción la mitigación de las consecuencias de los problemas operativos, en forma de cambios físicos en las instalaciones, modificaciones de recomendaciones de estudios posteriores para evaluar con mas

identificados o las conveniencia de las modificaciones propuestas.

El análisis HAZOP es un instrumento de estudio muy indicado para los procesos en fase de diseño y construcción, donde la documentación está totalmente actualizada y las recomendaciones del análisis no suponen modificaciones costosas ni paros de las instalaciones.

Árboles de Fallos, es una técnica de análisis creada para mejorar la confiabilidad de los sistemas, es además una técnica deductiva que se aplica a un proceso para identificar los sucesos y las cadenas de sucesos que puedan que puedan conducir a un incidente no deseado, un accidente o un fallo total del sistema. Esta técnica permite la cuantificación de la probabilidad o frecuencia con que puede producirse un suceso, es decir, permite el cálculo de la no confiabilidad o no disponibilidad del sistema.

Para la elaboración de un árbol de fallos, se debe realizar un estudio del sistema o proceso con el fin de determinar los incidentes susceptibles de ser analizados y evaluados. Este estudio suele realizarse con otras técnicas de identificación. Una vez determinados los accidentes que se quieren evaluar, se establecen los límites de la instalación: límites físicos, nivel de detalle de la resolución, condiciones iniciales de funcionamiento y otros supuestos. El diagrama a continuación muestra la estructura de un árbol de fallos.



Esta metodología solo representa los fallos “totales”, es decir los componentes no funcionan a medias, siempre se considera el fallo completo del elemento involucrado en la cadena de sucesos que conduce al accidente.

La importancia de esta metodología es la capacidad de identificar la combinación de fallos críticos del sistema que produce el accidente. Además es útil para la comparación de modificaciones en el diseño de la instrumentación de control y en las medidas de seguridad de instalaciones concretas.

Análisis Preliminar de Riesgos (APR), esta metodología fue elaborada por el Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo de España y plasmada en la NTP 330: Sistema Simplificado de Evaluación de Riesgos de Accidentes. Este método facilita la tarea de evaluación de riesgos a partir de la verificación y control de las posibles deficiencias en los lugares de trabajo mediante el cumplimiento de cuestionarios de chequeo.

Esta metodología permite cuantificar la magnitud de los riesgos existentes y en consecuencia jerarquizar racionalmente su prioridad de corrección. Se basa en dos conceptos: la probabilidad de que determinados factores de riesgos se materialicen en daños y la consecuencia de los daños; el producto de ambos parámetros determina el riesgo.

$$\text{Nivel de Riesgo} = \text{Nivel de Probabilidad} \times \text{Nivel de Consecuencia}$$

Con la valoración del riesgo, se contrasta los resultados con los datos históricos de otros estudios realizados; además permite ver la evolución de los riesgos y corroborar si las medidas correctivas que se aplicaron dieron resultados.

PLAN DE CONTINGENCIAS

Se entiende por PLAN DE CONTINGENCIA los procedimientos alternativos al orden normal de una empresa, cuyo fin es permitir el normal funcionamiento de esta, aún cuando alguna de sus funciones se viese dañada por un accidente interno o externo.

Los Planes de Contingencia se realizan previniendo futuros acontecimientos para los que hace falta estar preparado.

El plan de contingencias sigue el conocido ciclo de vida iterativo: Planificar, Hacer, Comprobar y Actuar. Nace de un Análisis de Riesgo donde, entre otras amenazas, se identifican aquellas que afectan a la continuidad de la operatividad de las instalaciones.

Sobre dicha base se seleccionan las medidas preventivas más adecuadas entre diferentes alternativas, siendo plasmadas en el plan de Contingencias, junto con los recursos necesarios para ponerlo en marcha.

El plan debe ser revisado periódicamente. Generalmente, la revisión será consecuencia de un nuevo análisis de riesgo. En cualquier caso, el plan de contingencias siempre es cuestionado cuando se materializa una amenaza, actuando de la siguiente manera: Si la amenaza estaba prevista y las contramedidas fueron eficaces: se corrigen solamente aspectos menores del plan para mejorar la eficiencia.

- Si la amenaza estaba prevista pero las medidas preventivas fueron ineficaces: debe analizarse la causa del fallo y proponer nuevas contramedidas.
- Si la amenaza no estaba prevista: debe promoverse un nuevo análisis de riesgos. Es posible que las medidas preventivas adoptadas fueran eficaces para una amenaza no prevista. No obstante, esto no es excusa para evitar el análisis de lo ocurrido.

CONCLUSIONES

Los Estudios de Riesgos, determinan los posibles riesgos mayores y consecuencias que puedan presentarse en la etapa de construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento en las diferentes instalaciones de hidrocarburos, dimensionando los sistemas contraincendios de dichas instalaciones.

Todos los Estudios de Riesgos en las actividades de Hidrocarburos deben tener en su elaboración algún método científico que valore la exposición a sus riesgos inherentes a sus operaciones y que debido a sus procesos, tenga que ser usada de forma cotidiana, logrando un conocimiento objetivo de la amenaza con la que se labora.

La normativa nacional vigente exige que para la autorización de nuevas instalaciones de hidrocarburos, se presente el Estudio de Riesgos ante OSINERGMIN, el cual debe ser evaluado conjuntamente con el expediente presentado.

La Resolución de **Consejo Directivo N° 667-2008-OS-CD**, creó el “**Registro de Profesionales Expertos en Elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia para las Actividades de Hidrocarburos**”, sin embargo a la fecha no se ha implementado dicho registro.

Para elaborar y evaluar los Estudios de Riesgos en las actividades de hidrocarburos, es necesario conocer las metodologías cualitativas y/o cuantitativas por parte de los ingenieros responsables de su elaboración (que presentan el proyecto), así como también debe ser de conocimiento de los especialistas y supervisores, que son los que validan dicho Estudio.

Las instalaciones de Hidrocarburos que vienen funcionando con autorización de la autoridad competente anterior a OSINERGMIN, deben poseer un Estudio de Riesgos coherente con las

cantidades y tipo de los hidrocarburos almacenados.

El Plan de Contingencias debe ser elaborado a partir del Estudio de Riesgos, y debe contener las medidas y recursos necesarios para ponerlo en marcha dicho Plan, una vez que ocurra una emergencia. El Plan de Contingencias debe ser revisado periódicamente.

FUENTES CONSULTADAS

- Plan de Contingencias y Estudios de Riesgo – International Training Group Technical Assis-tences.
- Reglamento de Seguridad para el Almacena-miento de Hidrocarburos, aprobado por De-creto Supremo N° 052-93-EM.
- Reglamento de establecimientos de Gas Li-cuado de Petróleo para Uso Automotor - Ga-socentros, aprobado por Decreto Supremo N° 019-97-EM.
- Resolución de **Consejo Directivo N° 667-2008-OS-CD**
- NTP 330: Sistema simplificado de evaluación de riesgos de accidentes – Ministerio de Tra-bajo y Asuntos Sociales de España.
- Registro de Emergencias de OSINERGMIN: 2009-2010.

LAS PLATAFORMAS MARINAS Y LA INDUSTRIA EXTRACTIVA DE HIDROCARBUROS

AUTOR:

Ing. Jorge Humberto Villar Valladares

Jefe de la Unidad de Procesamiento, Ductos y Terminales- GFHL

La exploración y desarrollo de yacimientos petroleros en áreas más distantes de las costas, se realiza porque según los avances tecnológicos, los grandes descubrimientos, calculados en miles de millones de barriles, están por encontrarse en aguas profundas, por lo que la actividad en los medios marinos se ha incrementado significativamente.

Introducción

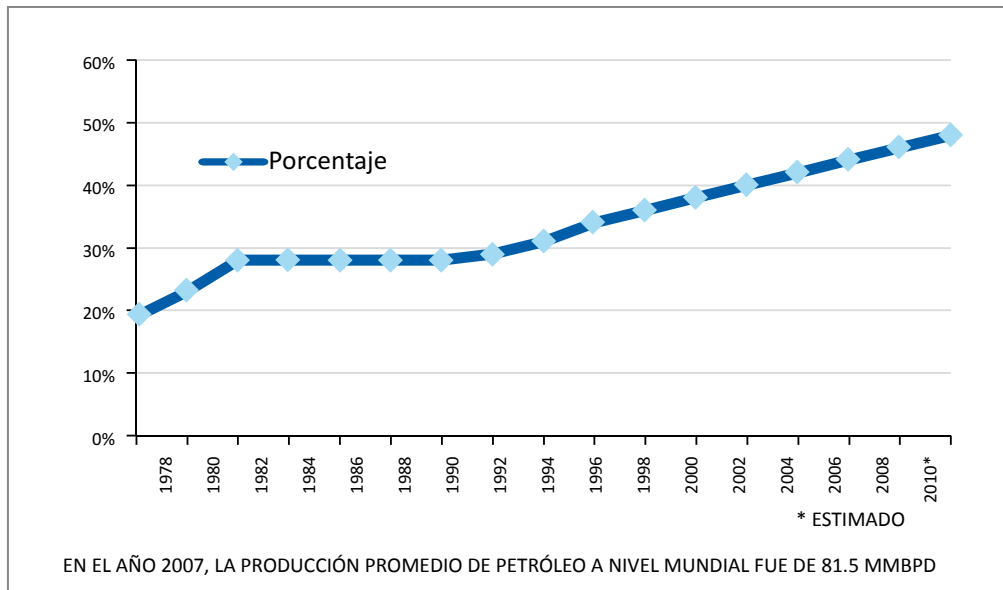
A fines de la década de los años 40, a 15 metros de agua, se consideraba perforación en aguas profundas; en el año 1955¹, a 64 kilómetros de la costa de Luisiana, Estados Unidos, se perforó bajo 25 metros de agua. Desde ese entonces, al año 2000, ya habían 44 yacimientos de aguas profundas en producción, y se espera que para el año 2012, ese número incremente 10 veces más. El porcentaje de la cantidad de petróleo que se extrae de aguas profundas (del mar), ha ido incrementándose a nivel mundial, en el año 2010, se estima sea el 48% del total extraído (ver Gráfico N° 1).



Tres áreas costa afuera del planeta, una frente a las costas de Brasil, otra en el Golfo de México y gran parte de África Occidental, son las áreas con los mayores descubrimientos y ha tenido lugar la mayor actividad. La porción estadounidense del Golfo de México, con reservas de 1500 millones de barriles recuperables, el mar frente a Angola, con 750 millones de barriles y el más reciente descubrimiento en aguas de Brasil que se calcula contienen entre 12 000 y 30 000 millones de barriles de petróleo equivalente.

¹ Esta norma fue modificada por la Resolución Consejo Directivo N° 143-2010-OS/CD.

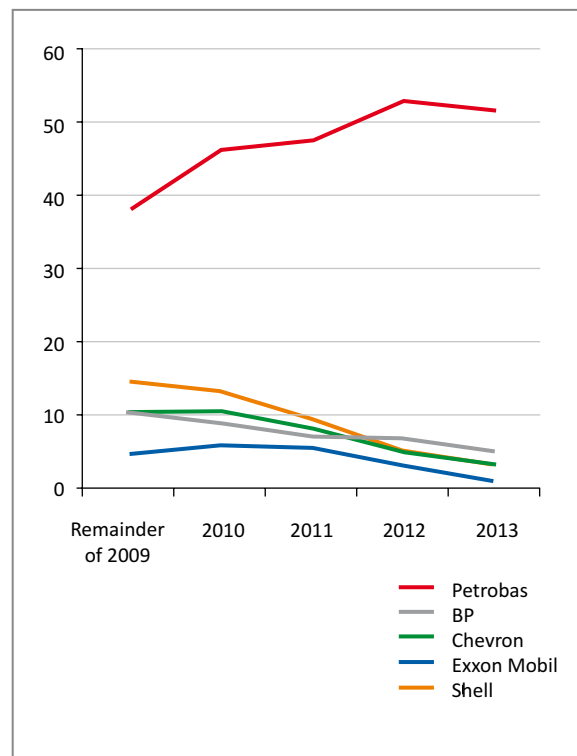
GRÁFICO Nº 1²
Participación de la Producción Submarina al Total de la Prod. Mundial de Petróleo



Sin embargo, se debe considerar que encontrar y desarrollar la industria extractiva de hidrocarburos en aguas profundas, es una tarea complicada y larga, con altos riesgos y costos. Las condiciones físicas de los yacimientos asociadas con los ambientes de aguas profundas, como profundidad, temperatura, presión y composición química, presentan desafíos adicionales. A esto se añaden los problemas de seguridad y de protección ambiental que pueden originar grandes problemas como incendios y derrames con las consecuentes pérdidas humanas y contaminación del ambiente natural³.

En el Gráfico Nº 2, se presenta una proyección de la cantidad de contratos para la perforación de pozos offshore en los próximos años, allí destaca la actividad que la empresa Petrobrás tiene proyectada realizar.

GRÁFICO Nº 2
Average Number of Semis and Drillships Contracted



TIPOS DE PLATAFORMAS MARINAS

Una plataforma marina, es una estructura que se usa para la perforación submarina de pozos

² Referencia: Global del petróleo y del gas, Dr. Krishan A. Malik. Universidad de Texas en Austin.
³ Tal es el caso de la plataforma Piper Alpha en el Mar del Norte. La plataforma petrolera era la productora de petróleo más grande del mundo, produciendo 317.000 barriles de petróleo por día. El 6 de julio de 1988, 156 trabajadores fallecieron en el incendio. El más reciente suceso, desde el 20 de abril de este año, hay un pozo descontrolado en el Golfo de México que según las estimaciones hechas, se derraman al mar, aproximadamente 12 000 barriles por día. La plataforma Deepwater Horizon se incendió y el pozo exploratorio se quedó sin control derramando petróleo al mar. Fallecieron 11 trabajadores y el impacto ambiental es enorme.

petroleros, alojar a trabajadores y la maquinaria necesaria para extraer aceite y/o gas natural, procesar los fluidos producidos y embarcarlos o llevarlos por tuberías (estos fluidos) a tierra. Dependiendo de las circunstancias, la plataforma podría estar fijada al fondo marino, podría constar de una isla artificial o poder flotar.

Los tipos de plataformas de mayor uso son los siguientes:

1. **Plataformas fijas convencionales (conventional fixed platform).**- Estas plataformas son construidas con concreto y/o piernas de hacer, que se fijan directamente en el lecho marino, soportando una terraza con el espacio para torres de perforación, instalaciones de producción y equipo viviendas.

Las plataformas fijas son económicamente factibles para la instalación en profundidades de agua hasta aproximadamente 1 700 pie (520 m).

Este tipo de plataformas, existen instaladas en el zócalo continental peruano, cerca de las costas de Piura y Tumbes.



2. **Plataformas de torres elásticas (compliant tower).**- El diseño de las torres son similares a las plataformas fijas en que tienen una cubierta de acero tubular que se utiliza para apoyar las instalaciones en superficie.

A diferencia de las plataformas fijas, estas torres compatibilizan con el agua y los movimientos del viento de una manera similar a las estructuras flotantes. Al igual que las plataformas fijas, que se aseguran al fondo del mar con pilotes. Se pueden diseñar con secciones boyantes en la chaqueta superior y amarras de la chaqueta de fondo marino (diseños con tirantes de la torre) o una combinación de ambos. La profundidad del agua en el emplazamiento previsto dicta altura de la plataforma. Estas plataformas se usan en profundidades que van hasta los 3 000 pies.



3. **Plataforma semi-sumergibles.**- Estas plataformas tienen cascos (columnas y pontones) con flotabilidad suficiente para que la estructura flote, pero con el peso suficiente guardar la estructura vertical. Las plataformas semi-sumergible pueden ser llevadas de un lugar a otro; se fijan con una combinación de cadenas, cables y/o sogas de poliéster durante la perforación y/o operaciones de producción. Las semi sumergibles pueden ser usadas a profundidades de agua de 200 a 10 000 pies.



4. **Plataformas Spar.**- Un mástil es un gran calado cajón flotante, que es una estructura cilíndrica hueca similar a una boya muy grande. Sus cuatro sistemas principales son el casco, amarres, superestructuras, y elevadores. El

mástil se basa en un sistema de amarre tradicional para mantener su posición. Alrededor del 90 por ciento de la estructura está bajo el agua.

Históricamente, los palos fueron utilizados como las boyas de señalización, de recogida de datos oceanográficos, y para el almacenamiento de petróleo. El diseño de mástil está siendo utilizado para la perforación, producción, o ambos. La característica distintiva de un mástil es su casco de gran calado, que produce características de movimiento muy favorable en comparación con otros conceptos flotantes y proporcionan una configuración ideal para operaciones en aguas profundas hasta 10 000 pies.



5. Plataformas TLP (tensión leg platform).- Son plataformas atadas al lecho marino. Las plataformas atadas al lecho marino flotan, de tal manera que elimina el movimiento vertical que pueda tener estructura. Las TLPs son usados en profundidades de agua hasta aproximadamente 6 000 pie (2 000 m).

El caso de una plataforma TLP "Convencional" es un diseño de 4 columnas similares a una plataforma semi-submersible.



6. Barcos de perforación (drillships).- Es una nave marítima que ha sido diseñado para perforar pozos en el mar. Es el sistema más usado en pozos exploratorios de petróleo y gas. La mayoría de los "drillships" son equipados con un sistema de nivelación dinámico que sirve para estabilizar el equipo de perforación. Pueden perforar hasta 12 000 pies en profundidades de agua.



Estos equipos fueron utilizados en el zócalo continental peruano al frente de Trujillo para la perforación de 2 pozos exploratorios en el año 1971. Estos pozos resultaron secos.

Hay otros artefactos navales que se utilizan para realizar los procesos de tratamiento, separación de los fluidos extraídos de los pozos en offsho-re, a estos artefactos se les conoce como **FPSO** (sistemas flotantes de producción, tratamiento y descarga de hidrocarburos). Un FPSO es una embarcación de una sola quilla, por lo general grande, equipado con las instalaciones de procesamiento. Estas embarcaciones son amarradas a una ubicación para los períodos prolongados. En nuestro país tenemos este tipo de embarcaciones en el Lote Z 1, actualmente bajo responsabilidad de la compañía BPZ.



ALGUNOS DATOS IMPORTANTES

1. Actividad Offshore en el zócalo continental peruano.

Desde el año 1959, en el zócalo continental peruano, se vienen perforando pozos petroleros, desde esa época hasta hoy, aunque estos últimos años con muy poca frecuencia, en Talara, se han construido plataformas marinas fijas convencionales (conventional fixed platform) y que han sido instaladas tanto frente a las costas de los departamentos de Piura y Tumbes, en cantidades que superan las 104 plataformas. De esta cantidad de plataformas, operan 78 plataformas en el Lote Z 2B a cargo de la empresa Savia Perú S.A. y 4 plataformas en el Lote Z- 1, a cargo de la empresa BPZ S.A.



Construcción de plataforma en Lousiana, similar a la construcción que se realiza en Talara

La instalación de las plataformas, han sido a profundidades de agua que no superan los 360 pies como máximo, es decir en aguas poco profundas; los pozos perforados en offshore, en total son aproximadamente 1 380, de los cuales 541 están abandonados. La producción de petróleo crudo, es de aproximadamente de 17 200 barriles por día.

Durante la exploración de pozos, se han registrado en el Perú 2 accidentes que revisten gravedad, el primero fue en la zona en una plataforma en Zorritos al perforar la compañía Tenneco Union el pozo BT- 1, el 01/10/71, fue un incendio originado por un “golpe de gas” (“blow out”), no hubo descontrol de pozo pero si 5 trabajadores fallecidos. Otro

caso fue el ocurrido cerca de la plataforma de Corvina 11X, cuando se incendió un buque que recepcionaba petróleo crudo de un pozo exploratorio, también con consecuencia fatal. (Ocurrió el 31 de marzo de 2008).

2. Actividad offshore en el mundo.

Con los avances tecnológicos, ya por el año 1996, se estaba explorando terreno nuevo, la empresa Royal Dutch Shell con su plataforma Mars, que flotaba sobre una profundidad de casi 1 000 metros. Una década más tarde, los pozos a 1 500 metros de profundidad eran tan comunes que ya eran casi considerados de rutina. Varias plataformas en funcionamiento actualmente pueden perforar a profundidades de hasta 3 600 metros.

Las compañías de perforación han ejercido presión sobre los límites de la tecnología en los dispositivos de seguridad, también conocidos como BOP. Varios reportes técnicos ponen en duda si los dispositivos son lo suficientemente fuertes como para cortar las tuberías de acero (y sellar el flujo) usadas en la perforación moderna de pozos en aguas profundas.

“Este sombrío panorama ilustra la falta de preparación en la industria para cortar y sellar un pozo en la última línea de defensa contra una explosión”, dijo un estudio de 2004.

Esta situación, podría haber sido una de las causas por lo que no se ha podido controlar el derrame de petróleo que se originó en la plataforma petrolera Deepwater Horizon, luego de una explosión por un “blow out” en



un pozo exploratorio⁴ que se perforaba en el Golfo de México⁵ (en el Golfo de México, de parte de EEUU, existen 3 858 plataformas instaladas).

Otro caso de accidente, fue el ocurrido en el Mar del Norte, en la plataforma petrolera PIPER ALPHA que era la productora de petróleo más grande del mundo, produciendo 317 000 barriles de petróleo por día⁶. El 6 de julio de 1988, como parte del mantenimiento general, los técnicos quitaron y comprobaron las válvulas de seguridad que eran esenciales en la prevención de la acumulación peligrosa del gas líquido. Había 100 válvulas de seguridad idénticas que fueron comprobadas. Desafortunadamente, los técnicos cometieron un error y olvidaron substituir una de ellas. A las 10 P.M., un técnico presionó la tecla de inicio para las bombas de gas líquido y el accidente más costoso de una plataforma petrolera comenzó.



En el plazo de 2 horas, la plataforma de 300 pies fue engullida en llamas. Se derrumbó, falleciendo 167 trabajadores en el accidente.

3. Conclusiones

- La exploración petrolera en el mar viene siendo la alternativa aunque con grandes inversiones, con mayores probabilidades para encontrar mayores reservas de hidrocarburos, tal es el caso de Brasil recientemente en los reservorios en la cuenca de Santos donde se estima que existan entre 12 a 30 mil millones de barriles de petróleo equivalente en reservas.
- Es necesario mejorar la seguridad de la operación de las plataformas, especialmente en aguas profundas. En el caso peruano, sería conveniente de parte de OSINERGMIN exigir a cabalidad el cumplimiento de la normativa legal vigente establecida en el Reglamento de Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 032- 2004- EM⁷ y el Reglamento de Seguridad para las Actividades de Hidrocarburos, aprobada por Decreto Supremo N° 043- 2007- EM⁸.

Así mismo se debe completar o mejorar la normativa tomando como base las normas técnicas internacionales establecidas por organismos como la IMO (International Maritime Organization).

FUENTES CONSULTADAS

- Mark Riding- Shlumberger- Petróleo Internacional - agosto- setiembre 2008.
- NOAA, Office of Ocean Exploration and Research National Oceanic and Atmospheric Administration.
- Blog de Ana Bermeo Turchi.

⁴ El "blow out", pudo haberse originado por la falta de peso en el lodo de perforación que es muy necesario para contrarrestar la presión del pozo en el momento de la perforación.

⁵ La plataforma había sido arrendada a BP (British Petroleum), hasta septiembre de 2013 para perforar en esta zona del Golfo, frente a Luisiana, a 83 kilómetros de la costa.

⁶ El Perú produce 68 475 barriles por día de petróleo (promedio diario de junio 2010).

⁷ Artículos del 121° al 192°.

⁸ Artículos del 139° al 158°.

DEMANDA TRIMESTRAL DE COMBUSTIBLES A NIVEL NACIONAL DEL AÑO 2007 AL 2010

Unidad: Miles de Barriles (Mbl)

COMBUSTIBLE	PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO			
	2007	2008	2009	2010
GLP	74,91	84,66	85,84	94,90
Gasolina 100 LL	0,08	0,11	0,08	0,08
Gasolina 98 BA	1,69	1,71	1,72	1,97
Gasolina 97	3,31	3,18	3,58	3,98
Gasolina 95	3,74	4,12	4,86	5,85
Gasolina 90	26,24	25,51	30,04	35,97
Gasolina 84	34,80	35,98	38,44	40,12
TOTAL GASOLINAS	69,77	70,49	78,65	87,88
Gasohol 95 Plus (**)				1,61
Gasohol 90 Plus (**)				1,07
Gasohol 84 Plus (**)				0,11
TOTAL GASOHOL				2,79
Kerosene	4,39	3,06	2,73	1,66
Turbo A1	30,35	35,57	36,46	40,51
Diesel (*)	197,03	222,70	229,25	190,31
Diesel B2 S-50 (*)				63,80
Pet Ind N° 5	0,23	0,19	2,00	0,11
Pet Ind N° 6	14,69	14,53	11,67	11,19
Pet Ind N° 500	16,86	28,02	18,08	25,50
TOTAL PET IND	31,78	42,75	31,75	36,80
DEMANDA TOTAL DE COMBUSTIBLES	408,32	459,34	464,77	518,72

(*) A partir del 01.01.09, se comercializa a nivel nacional el Diesel B2 y a partir del 01.01.10 se comercializa en la Provincia de Lima y Callao el Diesel B2 S-50.

(**) Apartir del 01.01.10 se comercializa en las ciudades de Piura y Chiclayo el Gasohol.

COMENTARIOS

La demanda de combustibles a nivel nacional durante el primer trimestre del año 2010 alcanzó los 518 718 barriles. Respecto al primer trimestre del año 2009, se registra un incremento de 53 951 barriles (equivalentes al 11,6% de la demanda del año 2009). La participación de cada combustible se mantiene, ésta es liderada por el Diesel y el Diesel B2 con más de 190 mil barriles, los mismos que representan el 49% del total de combustibles demandados, seguido del GLP con cerca de 95 mil barriles y las Gasolinas con cerca de 90 mil barriles. En términos porcentuales el GLP representa el 18,3% y las Gasolinas el 17,5% del total consumido en el trimestre.

DEMANDA DE COMBUSTIBLES POR DEPARTAMENTOS EN EL AÑO 2010

Unidad: galones por día

PRODUCTO	MES/AÑO	AMAZONAS	ANCASH	APURÍMAC	AREQUIPA	AYACUCHO	CAJAMARCA	CUSCO	HUANCAVELICA	HUÁNUCO	ICA	JUNÍN	LA LIBERTAD	LAMBAYEQUE
GLP	ENERO/2010		15 188		135 501	294	7 026	6 284		19 332	18 713	63 256	91 754	30 626
	FEBRERO/2010		15 742		129 243	319	7 380	6 989		17 279	16 409	54 451	94 405	30 307
	MARZO/2010		24 734		138 930	470	9 174	926		18 756	14 924	34 304	70 229	32 800
	1er TRIMESTRE		18 555		134 558	361	7 860	4 733		18 456	16 682	50 670	85 463	31 245
Gasolina 100LL	ENERO/2010				99						587	58		
	FEBRERO/2010				36						506	25		
	MARZO/2010										239	76		
	1er TRIMESTRE				67						444	53		
Gasolina 98 BA	ENERO/2010		65								211	73	97	
	FEBRERO/2010		143								270		107	
	MARZO/2010		133								355		100	
	1er TRIMESTRE		114								279	73	101	
Gasolina 97	ENERO/2010		129		268					147	323	318	210	
	FEBRERO/2010		305		226					75	357	547	179	
	MARZO/2010		368		268					33	600	495	267	
	1er TRIMESTRE		268		254					85	427	453	218	
Gasolina 95	ENERO/2010		968		1 830	87	397	108			2 663	116	2 613	339
	FEBRERO/2010		1 237		2 227	93	418				3 292	30	2 911	536
	MARZO/2010		1 083		2 465	228	733	100			3 115	125	3 027	567
	1er TRIMESTRE		1 096		2 174	136	516	104			3 023	90	2 850	480
Gasohol 95 Plus	ENERO/2010													240
	FEBRERO/2010													818
	MARZO/2010													797
	1er TRIMESTRE													618
Gasolina 90	ENERO/2010	1 356	9 663	1 215	28 652	6 252	6 039	6 465	990	5 212	19 564	17 488	21 859	4 659
	FEBRERO/2010	1 376	11 015	1 001	32 902	6 458	6 354	5 894	1 151	4 962	20 881	19 191	23 169	4 572
	MARZO/2010	1 703	11 402	1 267	31 976	6 816	7 236	7 273	1 187	6 213	22 541	21 774	24 664	5 024
	1er TRIMESTRE	1 478	10 693	1 161	31 177	6 509	6 543	6 544	1 109	5 462	20 995	19 484	23 231	4 752
Gasohol 90 Plus	ENERO/2010													4 290
	FEBRERO/2010													5 188
	MARZO/2010													4 958
	1er TRIMESTRE													4 812
Gasolina 84	ENERO/2010	4 778	9 201	3 542	59 839	10 018	14 764	36 237	522	6 025	18 012	16 465	41 878	19 452
	FEBRERO/2010	4 366	9 968	3 490	64 618	10 690	14 430	36 723	696	5 680	19 161	17 270	45 229	20 907
	MARZO/2010	5 572	11 094	3 538	68 230	11 660	16 326	40 065	536	6 259	20 770	18 853	49 039	22 346
	1er TRIMESTRE	4 906	10 088	3 523	64 229	10 789	15 173	37 675	585	5 988	19 315	17 529	45 382	20 902
Gasohol 84 Plus	ENERO/2010													13 882
	FEBRERO/2010													15 136
	MARZO/2010													15 257
	1er TRIMESTRE													14 758
Kerosene	ENERO/2010		556	87	2 055	468	368	871		374	413	930	1 000	903
	FEBRERO/2010	43	529	121	2 055	589	339	1 029		418	504	559	1 054	821
	MARZO/2010	153	571	40	2 108	550	680	1 213		307	673	820	1 017	738
	1er TRIMESTRE	98	552	83	2 073	536	462	1 038		366	530	770	1 023	821
Turbo A1	ENERO/2010	715			4 984			7 209			3 687		723	1 748
	FEBRERO/2010	660			5 836			7 239			3 432		756	2 553
	MARZO/2010	660			5 836			7 239			3 432		756	2 553
	1er TRIMESTRE	678			5 552			7 229			3 517		745	2 284
Diesel B2	ENERO/2010	21 942	157 876	21 841	288 842	44 512	187 491	136 081	10 062	15 280	146 662	93 143	270 395	96 988
	FEBRERO/2010	22 655	165 621	27 163	308 160	47 068	207 677	138 027	9 934	12 646	144 733	101 103	292 515	100 374
	MARZO/2010	25 474	173 671	31 874	311 643	43 980	205 052	133 726	10 825	12 803	172 974	104 189	284 920	97 188
	1er TRIMESTRE	23 357	165 722	26 959	302 881	45 187	200 074	135 945	10 274	13 576	154 790	99 479	282 610	98 184
Diesel B2 S-50	ENERO/2010													
	FEBRERO/2010													
	MARZO/2010													
	1er TRIMESTRE													
Pet Ind Nº 5	ENERO/2010													
	FEBRERO/2010													
	MARZO/2010													
	1er TRIMESTRE													
Pet Ind Nº 6	ENERO/2010						2 236	1 544			783	984	18 307	8 398
	FEBRERO/2010						3 080	286		248	691	11 924	18 188	7 825
	MARZO/2010				278		6 793	1 626			870	2 064	20 094	7 076
	1er TRIMESTRE				278		4 036	1 152		248	781	4 990	18 863	7 766
Pet Ind Nº 500	ENERO/2010		25 010		31 965			1 062			39 218		7 363	1 730
	FEBRERO/2010		19 069		59 165			1 453			85 295		305	1 790
	MARZO/2010		24 567		40 018			1 083			66 332			2 042
	1er TRIMESTRE		22 882		43 716			1 199			63 615		3 834	1 854
IFO	ENERO/2010													
	FEBRERO/2010													
	MARZO/2010													
	1er TRIMESTRE													
TOTAL MBDC	ENERO/2010	0,69	5,21	0,64	13,19	1,47	5,20	4,66	0,28	1,10	5,97	4,59	10,86	3,92
	FEBRERO/2010	0,69	5,32	0,76	14,39	1,55	5,71	4,71	0,28	0,98	7,04	4,88	11,40	4,04
	MARZO/2010	0,80	5,90	0,87	14,33	1,52	5,86	4,60	0,30	1,06	7,31	4,35	10,81	4,06
	1er TRIMESTRE	0,73	5,48	0,76	13,97	1,51	5,59	4,66	0,28	1,05	6,77	4,61	11,02	4,01
TOTAL %	ENERO/2010	0,48%	3,61%	0,44%	9,15%	1,02%	3,60%	3,23%	0,19%	0,77%	4,14%	3,18%	7,53%	2,72%
	FEBRERO/2010	0,46%	3,54%	0,50%	9,56%	1,03%	3,79%	3,12%	0,19%	0,65%	4,67%	3,24%	7,57%	2,68%
	MARZO/2010	0,49%	3,62%	0,54%	8,79%	0,93%	3,59%	2,82%	0,18%	0,65%	4,48%	2,67%	6,63%	2,49%
	1er TRIMESTRE	0,48%	3,59%	0,49%	9,16%	0,99%	3,66%	3,06%	0,19%	0,69%	4,43%	3,03%	7,24%	2,63%

PRODUCTO	MES/AÑO	LIMA	LORETO	MADRE DE DIOS	MOQUEGUA	PASCO	PIURA	PUNO	SAN MARTÍN	TACNA	TUMBES	UCAVALI	TOTAL MBDC	TOTAL %
GLP	ENERO/2010	876 032	3 813				56 888	6 530	2 428		1 230	17 884	32,21	22,34%
	FEBRERO/2010	818 945	3 747		2 302		58 767	6 045	2 646		1 036	18 170	30,58	20,30%
	MARZO/2010	919 534	3 823		2 709		33 374	5 035	2 549		1 131	18 995	31,72	19,45%
	1er TRIMESTRE	871 504	3 794		2 505		49 676	5 870	2 541		1 132	18 350	31,50	20,70%
Gasolina 100LL	ENERO/2010	155	17									179	0,03	0,02%
	FEBRERO/2010	279	87						107			119	0,03	0,02%
	MARZO/2010	390	129									189	0,02	0,01%
	1er TRIMESTRE	274	78						107			162	0,03	0,02%
Gasolina 98 BA	ENERO/2010	24 891											0,60	0,42%
	FEBRERO/2010	27 849											0,68	0,45%
	MARZO/2010	28 434											0,69	0,42%
	1er TRIMESTRE	27 058											0,66	0,43%
Gasolina 97	ENERO/2010	48 432					382						1,20	0,83%
	FEBRERO/2010	55 326					498						1,37	0,91%
	MARZO/2010	57 147					77						1,41	0,87%
	1er TRIMESTRE	53 635					319						1,33	0,87%
Gasolina 95	ENERO/2010	59 006			1 449		1 413		49	2 335	179		1,75	1,21%
	FEBRERO/2010	66 687			1 769		1 213		109	2 750	170		1,99	1,32%
	MARZO/2010	71 392			1 827		1 167		101	2 844	136		2,12	1,30%
	1er TRIMESTRE	65 695			1 681		1 264		86	2 643	162		1,95	1,28%
Gasohol 95 Plus	ENERO/2010						990						0,03	0,02%
	FEBRERO/2010						930						0,04	0,03%
	MARZO/2010						862						0,04	0,02%
	1er TRIMESTRE						927						0,04	0,02%
Gasolina 90	ENERO/2010	279 492	4 407		1 259	2 822	14 751	1 065	6 009	3 674	1 196	24 014	11,15	7,73%
	FEBRERO/2010	301 879	4 952		1 523	2 710	15 320	1 258	6 404	4 121	1 147	24 420	11,97	7,95%
	MARZO/2010	326 304	4 595	60	1 504	3 351	16 850	977	7 681	4 146	1 153	24 147	12,85	7,88%
	1er TRIMESTRE	302 558	4 651	60	1 428	2 961	15 640	1 100	6 698	3 980	1 165	24 194	11,99	7,85%
Gasohol 90 Plus	ENERO/2010						9 747						0,33	0,23%
	FEBRERO/2010						10 619						0,38	0,25%
	MARZO/2010						10 248						0,36	0,22%
	1er TRIMESTRE						10 205						0,36	0,23%
Gasolina 84	ENERO/2010	87 009	59 764	17 768	6 250	2 249	29 214	26 238	21 023	9 644	6 112	24 896	12,64	8,77%
	FEBRERO/2010	93 588	58 591	22 153	5 934	2 148	29 396	27 856	22 098	9 610	5 645	22 846	13,17	8,74%
	MARZO/2010	102 358	61 847	23 477	6 040	3 176	33 500	28 587	24 964	10 831	5 518	26 276	14,31	8,77%
	1er TRIMESTRE	94 318	60 067	21 133	6 075	2 525	30 703	27 560	22 695	10 028	5 759	24 673	13,37	8,76%
Gasohol 84 Plus	ENERO/2010						7 002						0,50	0,34%
	FEBRERO/2010						8 331						0,56	0,37%
	MARZO/2010						7 862						0,55	0,34%
	1er TRIMESTRE						7 732						0,54	0,35%
Kerosene	ENERO/2010	9 658	1 306	219	311	329	1 500	1 577	403	437	65		0,57	0,39%
	FEBRERO/2010	9 639	1 268		341	179	946	1 355	283	529			0,54	0,36%
	MARZO/2010	9 315	1 217	227	251		801	1 529	458	607			0,55	0,34%
	1er TRIMESTRE	9 537	1 264	223	301	254	1 083	1 487	381	524	65		0,55	0,36%
Turbo A1	ENERO/2010	521 881	16 131				2 044		1 589	878		4 770	13,48	9,35%
	FEBRERO/2010	523 437	13 762				2 250		1 646	909		4 971	13,51	8,97%
	MARZO/2010	523 437	13 762				2 250		1 646	909		4 971	13,51	8,29%
	1er TRIMESTRE	522 919	14 552				2 181		1 627	898		4 904	13,50	8,87%
Diesel B2	ENERO/2010	378 793	45 371	76 690	66 326	49 101	144 538	86 977	46 463	44 540	7 453	56 989	59,39	41,18%
	FEBRERO/2010	413 228	48 533	102 467	75 949	48 022	142 845	88 174	41 904	50 919	12 756	64 488	63,50	42,17%
	MARZO/2010	518 605	45 450	105 156	63 197	51 054	158 208	108 338	46 105	53 240	13 662	60 229	67,42	41,34%
	1er TRIMESTRE	436 876	46 452	94 771	68 491	49 393	148 531	94 496	44 824	49 566	11 291	60 569	63,44	41,56%
Diesel B2 S-50	ENERO/2010	828 991											19,74	13,69%
	FEBRERO/2010	914 507											21,77	14,46%
	MARZO/2010	936 130											22,29	13,67%
	1er TRIMESTRE	893 209											21,27	13,94%
Pet Ind Nº 5	ENERO/2010	1 495											0,04	0,02%
	FEBRERO/2010	1 971											0,05	0,03%
	MARZO/2010	1 006											0,02	0,01%
	1er TRIMESTRE	1 491											0,04	0,02%
Pet Ind Nº 6	ENERO/2010	22 077	38 710		23 917		9 838		16 188	2 643	2 364	2 149	3,57	2,48%
	FEBRERO/2010	21 849	37 500		30 140		10 913		16 825	3 220		1 293	3,90	2,59%
	MARZO/2010	19 047	45 000		16 148		11 504	102	16 513	3 000	3 292	2 421	3,71	2,28%
	1er TRIMESTRE	20 991	40 403		23 402		10 752	102	16 509	2 954	2 828	1 955	3,73	2,45%
Pet Ind Nº 500	ENERO/2010	149 136			29 408								6,78	4,70%
	FEBRERO/2010	186 734											8,42	5,59%
	MARZO/2010	298 303											10,29	6,31%
	1er TRIMESTRE	211 391			29 408								8,50	5,54%
IFO	ENERO/2010	33 728											0,80	0,56%
	FEBRERO/2010	37 544											0,89	0,59%
	MARZO/2010	186 201											4,43	2,72%
	1er TRIMESTRE	85 825											2,04	1,29%
TOTAL MBDC	ENERO/2010	59,33	4,04	2,25	3,07	1,30	6,20	2,91	2,24	1,53	0,44	3,12	144,21	100,00%
	FEBRERO/2010	60,93	4,01	2,97	2,81	1,26	6,24	2,97	2,19	1,72	0,49	3,25	150,59	100,00%
	MARZO/2010	72,89	4,19	3,07	2,18	1,37	6,14	3,44	2,38	1,80	0,59	3,27	163,07	100,00%
	1er TRIMESTRE	64,38	4,08	2,76	2,69	1,31	6,19	3,11	2,27	1,68	0,51	3,21	152,62	100,00%
TOTAL %	ENERO/2010	41,14%	2,80%	1,56%	2,13%	0,90%	4,30%	2,02%	1,55%	1,06%	0,31%	2,16%	100,00%	ENERO/2009
	FEBRERO/2010	40,46%	2,66%	1,97%	1,86%	0,84%	4,14%	1,97%	1,45%	1,14%	0,33%	2,16%	100,00%	FEBRERO/2009
	MARZO/2010	44,70%	2,57%	1,88%	1,34%	0,84%	3,76%	2,11%	1,46%	1,10%	0,36%	2,00%	100,00%	MARZO/2009
	1er TRIMESTRE	42,10%	2,68%	1,81%	1,78%	0,86%	4,07%	2,03%	1,49%	1,10%	0,33%	2,11%	100,00%	1er TRIMESTRE

COMENTARIO

El 42,15% de los combustibles se consumieron en Lima, seguido del consumo en Arequipa (9,15%), La Libertad (7,23%), Ica (4,42%) y Piura (4,07%). Los departamentos con la menor participación en el consumo son Huancavelica (0,19%), tumbes (0,33%), Amazonas (0,48%) y Apurímac (0,48%).

ESTACIONES DE SERVICIO Y GRIFOS

DEMANDA TRIMESTRAL DE COMBUSTIBLES EN ESTACIONES DE SERVICIO Y GRIFOS

Unidad: Barriles (bl)

PRODUCTOS	PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO			
	2007	2008	2009	2010
Diesel (*)	123 016	138 378	143 891	105 613
Diesel B2 S-50 (*)				51 666
Gasolina 84	32 252	34 818	36 643	37 778
Gasolina 90	23 541	23 948	28 138	33 417
Gasolina 95	3 514	4 011	4 704	5 613
Gasolina 97	3 149	3 109	3 478	3 837
Gasohol 84 plus (**)				1 603
Gasohol 90 plus (**)				1 022
Gasohol 95 plus (**)				110
Gasolina 98 BA	1 633	1 731	1 723	1 947
GLP				
Kerosene	3 259	2 426	2 084	1 672

(*) Apartir del 01.01.09 , se comercializa a nivel nacional el Diesel B2 y a partir del 01.01.10 se comercializa en la Provincia de Lima y Callao el Diesel B2 S-50.

(**) Apartir del 01.01.10 se comercializa en las ciudades de Piura y Chiclayo el Gasohol.

DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN ESTACIONES DE SERVICIO Y GRIFOS POR DEPARTAMENTO Y PRODUCTO

UNIDAD: BDC

Departamento	Descripcion	Ene' 10	Feb' 10	Mar' 10
AMAZONAS	Diesel B2	294,11	249,19	286,12
	Gasolina 84	104,27	96,11	120,08
	Gasolina 90	32,28	32,76	39,24
	Kerosene		1,02	3,53
ANCASH	Diesel B2	1 755,69	1 858,64	1 983,70
	Gasolina 84	213,71	231,29	251,53
	Gasolina 90	203,75	232,68	239,58
	Gasolina 95	22,27	28,61	24,19
	Gasolina 97	3,07	7,27	8,49
	Gasolina 98 BA	1,54	3,40	3,07
	GLP	433,54	442,09	455,70
	Kerosene	13,25	12,59	13,15

APURIMAC	Diesel B2	389,87	502,09	569,13
	Gasolina 84	84,33	83,09	81,53
	Gasolina 90	28,93	23,84	29,19
	Kerosene	2,07	2,89	0,92
AREQUIPA	Diesel B2	4 422,13	4 852,33	5 077,14
	Gasolina 84	1 411,11	1 524,76	1 558,53
	Gasolina 90	615,08	698,66	675,60
	Gasolina 95	43,55	52,97	56,61
	Gasolina 97	6,18	0,00	6,18
	GLP	346,44	380,66	398,77
	Kerosene	48,94	48,93	52,15
AYACUCHO	Diesel B2	786,00	848,77	873,22
	Gasolina 84	234,55	253,53	268,61
	Gasolina 90	132,62	140,28	149,04
	Gasolina 95	2,07	2,21	5,26
	GLP	7,01	7,60	11,18
	Kerosene	11,14	14,03	12,67
CAJAMARCA	Diesel B2	1 162,64	1 229,60	1 227,36
	Gasolina 84	342,98	338,72	368,25
	Gasolina 90	132,76	144,69	156,15
	Gasolina 95	9,45	9,95	16,90
	GLP	18,10	22,24	26,56
	Kerosene	8,76	8,08	16,21
CUSCO	Diesel B2	1 643,83	1 626,54	1 656,27
	Gasolina 84	839,25	841,65	893,16
	Gasolina 90	142,41	125,41	156,29
	Gasolina 95	2,57	0,00	2,30
	GLP	8,48	6,04	5,91
	Kerosene	20,74	24,49	27,96
HUANCAVELICA	Diesel B2	88,61	94,34	98,13
	Gasolina 84	12,42	16,57	12,36
	Gasolina 90	22,62	24,00	27,35
HUANUCO	Diesel B2	300,36	256,22	254,97
	Gasolina 84	139,88	132,55	141,79
	Gasolina 90	110,18	112,87	134,07
	Gasolina 97	3,49	1,79	0,77
	GLP	221,61	211,90	266,68
	Kerosene	8,91	9,95	12,60
ICA	Diesel B2	2 150,11	2 371,59	2 468,99
	Gasolina 84	427,30	455,43	477,71
	Gasolina 90	447,17	480,00	507,86
	Gasolina 95	63,39	78,38	71,77
	Gasolina 97	7,68	8,50	13,82
	Gasolina 98 BA	5,03	6,42	8,18
	GLP	553,81	691,19	481,45
	Kerosene	9,84	12,00	15,51

JUNIN	Diesel B2	1 821,56	1 989,54	2 043,76
	Gasolina 84	375,17	391,27	416,86
	Gasolina 90	384,17	417,27	469,91
	Gasolina 95	2,76	0,72	2,88
	Gasolina 97	7,57	10,48	11,41
	Gasolina 98 BA	1,73		
	GLP	341,68	316,53	352,91
	Kerosene	22,14	13,32	18,89
LA LIBERTAD	Diesel B2	3 342,00	3 533,61	3 568,51
	Gasolina 84	645,40	680,38	710,99
	Gasolina 90	429,94	450,82	466,58
	Gasolina 95	61,88	69,09	69,51
	Gasolina 97	4,99	4,25	6,14
	Gasolina 98 BA	2,30	2,55	2,30
	GLP	669,08	595,39	809,29
	Kerosene	1 000,00	1 053,57	1 016,13
LAMBAYEQUE	Diesel B2	2 032,09	2 087,69	1 992,25
	Gasohol 84 PLUS	326,31	356,87	370,27
	Gasohol 90 PLUS	88,76	109,42	107,33
	Gasohol 95 PLUS	5,72	19,47	18,36
	Gasolina 84	461,93	496,64	514,02
	Gasolina 90	102,99	101,15	109,07
	Gasolina 95	8,06	12,76	13,06
	GLP	234,40	261,04	233,84
	Kerosene	21,51	19,56	17,82
LIMA	DB2 S-50	16 113,23	16 181,45	17 948,78
	Diesel B2	3 067,05	3 274,78	3 332,82
	Gasolina 84	2 033,82	2 138,57	2 311,19
	Gasolina 90	6 353,47	6 507,19	7 176,05
	Gasolina 95	1 355,30	1 436,81	1 587,39
	Gasolina 97	1 132,62	1 244,57	1 289,00
	Gasolina 98 BA	592,64	647,30	655,17
	GLP	3 658,90	3 540,72	3 848,54
	Kerosene	229,95	223,13	228,46
LORETO	Diesel B2	693,44	660,00	774,90
	Gasolina 84	1 346,97	1 091,23	1 394,03
	Gasolina 90	72,67	71,24	80,32
	Kerosene	31,11	26,15	29,95
MADRE DE DIOS	Diesel B2	1 702,82	1 703,63	2 325,03
	Gasolina 84	423,05	399,83	540,94
	Gasolina 90			1,38
	Kerosene	5,22		5,22
MOQUEGUA	Diesel B2	400,67	455,01	488,26
	Gasolina 84	128,37	124,63	120,31
	Gasolina 90	29,98	36,26	34,64
	Gasolina 95	33,98	41,71	41,66
	GLP	10,56	13,00	12,70
	Kerosene	7,40	8,13	6,94

PASCO	Diesel B2	273,14	251,13	274,61
	Gasolina 84	53,55	51,14	73,19
	Gasolina 90	67,19	64,52	77,20
	Kerosene	7,84	4,26	
PIURA	Diesel B2	2 241,48	2 180,98	2 288,19
	Gasohol 84 PLUS	164,89	194,53	189,94
	Gasohol 90 PLUS	225,69	246,44	244,23
	Gasohol 95 PLUS	23,56	20,97	21,61
	Gasolina 84	688,42	693,48	765,48
	Gasolina 90	320,87	337,46	361,73
	Gasolina 95	32,37	28,37	26,17
	GLP	164,47	177,85	97,94
	Kerosene	35,73	22,53	18,46
PUNO	Diesel B2	1 591,86	1 638,38	2 031,99
	Gasolina 84	602,08	620,24	638,70
	Gasolina 90	25,35	29,94	22,51
	Kerosene	37,54	32,27	35,91
SAN MARTIN	Diesel B2	632,95	665,75	740,42
	Gasolina 84	493,17	519,35	566,61
	Gasolina 90	127,59	137,17	163,25
	Gasolina 95	1,17	2,59	2,33
	GLP	4,77		3,69
	Kerosene	9,59	6,74	10,94
TACNA	Diesel B2	944,79	1 042,94	1 102,29
	Gasolina 84	229,61	228,80	249,56
	Gasolina 90	87,47	98,13	95,53
	Gasolina 95	55,59	65,47	65,53
	GLP	34,87	41,75	44,55
	Kerosene	10,40	12,59	14,69
TUMBES	Diesel B2	164,20	143,54	135,59
	Gasolina 84	143,89	130,45	124,88
	Gasolina 90	27,72	23,48	24,96
	Gasolina 95	4,26	4,04	3,14
	GLP	29,29	24,66	22,85
	Kerosene	1,54		
UCAYALI	Diesel B2	1 151,24	1 263,80	1 281,25
	Gasolina 84	591,85	513,35	604,33
	GLP	555,92	563,90	542,71
	Gasolina 90	71,63	57,52	63,53

Fuente: SCOP, SPIC

Elaboración: Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

COMENTARIO

Para el primer trimestre del año 2010, el consumo de Diesel en EESS se incrementó en 9,3% respecto al primer trimestre del año anterior. En el caso de las Gasolinas, los mayores incrementos se dieron en las Gasolinas de 90 y 95 octanos que subieron 22,4% y 21,7%, respecto al período en estudio. El kerosene fue el único combustible que muestra una tasa de variación negativa al decrecer su consumo en 20%.

DEMANDA DE COMBUSTIBLES EN ESTACIONES DE SERVICIO Y GRIFOS POR DEPARTAMENTO Y PRODUCTO - PARTICIPACIÓN PORCENTUAL

PARTICIPACION DE CADA COMBUSTIBLE = (Ci/CT) *100

Unidad: Porcentaje %

Establecimientos de Venta al Público

AMBITO NACIONAL

PRODUCTO	Ene' 10	Feb' 10	Mar' 10
Diesel B2	55,85	55,35	53,52
Diesel B2S-50	7,73	7,44	8,10
Gasolina 84	14,86	14,91	15,48
Gasolina 90	7,04	6,90	7,32
Gasolina 95	0,97	1,08	1,14
Gasolina 97	0,56	0,59	0,60
Gasohol 84 PLUS	6,66	6,98	7,11
Gasohol 90 PLUS	1,90	2,23	2,15
Gasohol 95 PLUS	0,13	0,39	0,36
Gasolina 98 BA	0,29	0,30	0,30
GLP	3,27	3,12	3,22
Kerosene	0,74	0,72	0,70
TOTAL	100,00	100,00	100,00

ÁMBITO DEPARTAMENTAL

DEPARTAMENTO	PRODUCTO	Ene' 10	Feb' 10	Mar' 10
AMAZONAS	Diesel B2	68,29	65,74	63,73
	Gasolina 84	24,21	25,35	26,75
	Gasolina 90	7,50	8,64	8,74
	Kerosene	0,00	0,27	0,79
ANCASH	Diesel B2	66,33	65,99	66,58
	Gasolina 84	8,07	8,21	8,44
	Gasolina 90	7,70	8,26	8,04
	Gasolina 95	0,84	1,02	0,81
	Gasolina 97	0,12	0,26	0,28
	Gasolina 98 BA	0,06	0,12	0,10
	GLP	16,38	15,70	15,29
	Kerosene	0,50	0,45	0,44
APURIMAC	Diesel B2	77,17	82,05	83,60
	Gasolina 84	16,69	13,58	11,98
	Gasolina 90	5,73	3,90	4,29
	Kerosene	0,41	0,47	0,14

AREQUIPA	Diesel B2	64,15	64,20	64,88
	Gasolina 84	20,47	20,17	19,92
	Gasolina 90	8,92	9,24	8,63
	Gasolina 95	0,63	0,70	0,72
	Gasolina 97	0,09	0,00	0,08
	GLP	5,03	5,04	5,10
	Kerosene	0,71	0,65	0,67
AYACUCHO	Diesel B2	66,99	67,02	66,15
	Gasolina 84	19,99	20,02	20,35
	Gasolina 90	11,30	11,08	11,29
	Gasolina 95	0,18	0,17	0,40
	GLP	0,60	0,60	0,85
	Kerosene	0,95	1,11	0,96
CAJAMARCA	Diesel B2	69,42	70,13	67,76
	Gasolina 84	20,48	19,32	20,33
	Gasolina 90	7,93	8,25	8,62
	Gasolina 95	0,56	0,57	0,93
	GLP	1,08	1,27	1,47
	Kerosene	0,52	0,46	0,89
CUSCO	Diesel B2	61,86	61,98	60,41
	Gasolina 84	31,58	32,07	32,57
	Gasolina 90	5,36	4,78	5,70
	Gasolina 95	0,10	0,00	0,08
	GLP	0,32	0,23	0,22
	Kerosene	0,78	0,93	1,02
HUANCAVELICA	Diesel B2	71,66	69,93	71,19
	Gasolina 84	10,04	12,28	8,97
	Gasolina 90	18,29	17,79	19,84
HUANUCO	Diesel B2	38,29	35,33	31,44
	Gasolina 84	17,83	18,28	17,49
	Gasolina 90	14,05	15,56	16,53
	Gasolina 97	0,45	0,25	0,09
	GLP	28,25	29,22	32,89
	Kerosene	1,14	1,37	1,55
ICA	Diesel B2	58,68	57,79	61,03
	Gasolina 84	11,66	11,10	11,81
	Gasolina 90	12,20	11,70	12,55
	Gasolina 95	1,73	1,91	1,77
	Gasolina 97	0,21	0,21	0,34
	Gasolina 98 BA	0,14	0,16	0,20
	GLP	15,11	16,84	11,90
Kerosene	0,27	0,29	0,38	
JUNIN	Diesel B2	61,61	63,38	61,62
	Gasolina 84	12,69	12,46	12,57
	Gasolina 90	12,99	13,29	14,17
	Gasolina 95	0,09	0,02	0,09
	Gasolina 97	0,26	0,33	0,34
	Gasolina 98 BA	0,06	0,00	0,00
	GLP	11,56	10,08	10,64
	Kerosene	0,75	0,42	0,57

LA LIBERTAD	Diesel B2	54,29	55,30	53,67
	Gasolina 84	10,48	10,65	10,69
	Gasolina 90	6,98	7,06	7,02
	Gasolina 95	1,01	1,08	1,05
	Gasolina 97	0,08	0,07	0,09
	Gasolina 98 BA	0,04	0,04	0,03
	GLP	10,87	9,32	12,17
	Kerosene	16,25	16,49	15,28
LAMBAYEQUE	Diesel B2	61,92	60,26	59,01
	Gasohol 84 PLUS	9,94	10,30	10,97
	Gasohol 90 PLUS	2,70	3,16	3,18
	Gasohol 95 PLUS	0,17	0,56	0,54
	Gasolina 84	14,08	14,33	15,23
	Gasolina 90	3,14	2,92	3,23
	Gasolina 95	0,25	0,37	0,39
	GLP	7,14	7,53	6,93
Kerosene	0,66	0,56	0,53	
LIMA	DB2 S-50	46,66	45,98	46,77
	Diesel B2	8,88	9,30	8,68
	Gasolina 84	5,89	6,08	6,02
	Gasolina 90	18,40	18,49	18,70
	Gasolina 95	3,92	4,08	4,14
	Gasolina 97	3,28	3,54	3,36
	Gasolina 98 BA	1,72	1,84	1,71
	GLP	10,59	10,06	10,03
Kerosene	0,67	0,63	0,60	
LORETO	Diesel B2	32,34	35,70	34,00
	Gasolina 84	62,82	59,03	61,16
	Gasolina 90	3,39	3,85	3,52
	Kerosene	1,45	1,41	1,31
MADRE DE DIOS	Diesel B2	79,90	80,99	80,94
	Gasolina 84	19,85	19,01	18,83
	Gasolina 90	0,00	0,00	0,05
	Kerosene	0,25	0,00	0,18
MOQUEGUA	Diesel B2	65,58	67,04	69,31
	Gasolina 84	21,01	18,36	17,08
	Gasolina 90	4,91	5,34	4,92
	Gasolina 95	5,56	6,15	5,91
	GLP	1,73	1,91	1,80
	Kerosene	1,21	1,20	0,98
PASCO	Diesel B2	67,99	67,68	64,61
	Gasolina 84	13,33	13,78	17,22
	Gasolina 90	16,73	17,39	18,17
	Kerosene	1,95	1,15	0,00

PIURA	Diesel B2	57,51	55,89	57,01
	Gasohol 84 PLUS	4,23	4,98	4,73
	Gasohol 90 PLUS	5,79	6,31	6,08
	Gasohol 95 PLUS	0,60	0,54	0,54
	Gasolina 84	17,66	17,77	19,07
	Gasolina 90	8,23	8,65	9,01
	Gasolina 95	0,83	0,73	0,65
	GLP	4,22	4,56	2,44
	Kerosene	0,92	0,58	0,46
PUNO	Diesel B2	70,54	70,59	74,46
	Gasolina 84	26,68	26,72	23,40
	Gasolina 90	1,12	1,29	0,82
	Kerosene	1,66	1,39	1,32
SAN MARTIN	Diesel B2	49,87	50,00	49,79
	Gasolina 84	38,86	39,00	38,10
	Gasolina 90	10,05	10,30	10,98
	Gasolina 95	0,09	0,19	0,16
	GLP	0,38	0,00	0,25
	Kerosene	0,76	0,51	0,74
TACNA	Diesel B2	69,33	70,01	70,11
	Gasolina 84	16,85	15,36	15,87
	Gasolina 90	6,42	6,59	6,08
	Gasolina 95	4,08	4,40	4,17
	GLP	2,56	2,80	2,83
	Kerosene	0,76	0,84	0,93
TUMBES	Diesel B2	44,27	44,01	43,54
	Gasolina 84	38,79	39,99	40,10
	Gasolina 90	7,47	7,20	8,01
	Gasolina 95	1,15	1,24	1,01
	GLP	7,90	7,56	7,34
	Kerosene	0,41	0,00	0,00
UCAYALI	Diesel B2	48,56	52,69	51,42
	Gasolina 84	24,97	21,40	24,25
	GLP	3,02	2,40	2,55
	Gasolina 90	23,45	23,51	21,78

Fuente: SCOP, SPIC

Elaboración: Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

COMENTARIO

A nivel país el consumo de Diesel por departamento es de 54,9% en Estaciones de Servicio, siendo más alto el porcentaje de participación en departamentos como Apurímac y Madre de Dios (representando el Diesel en ambos casos más del 80% del total de combustibles vendidos). Los departamentos en los que el consumo de Diesel tiene menor participación son Loreto y Huánuco con el 34% y 35% del total consumido. En el caso de la Gasolina de 84 octanos, su mayor participación se da en Loreto con poco más del 60%, mientras que la Gasolina de 90 octanos tiene una mayor participación en los departamentos de Ucayali (22,9%) y Lima (18,5%).

CONSUMIDORES DIRECTOS

DEMANDA TRIMESTRAL DE COMBUSTIBLES EN CONSUMIDORES DIRECTOS DEL AÑO 2007 AL 2010

Unidad: Barriles (bl)

PRODUCTOS	PRIMER TRIMESTRE DEL AÑO			
	2007	2008	2009	2010
DB2 S-50 (*)				10 775
Diesel (*)	59 438	74 574	71 522	67 193
Gasohol 84 PLUS (**)				19
Gasohol 90 PLUS (**)				58
Gasohol 95 PLUS (**)				2
Gasolina 100 LL	73	94	77	77
Gasolina 84	1 367	1 546	1 780	1 858
Gasolina 90	1 642	1 869	1 905	2 134
Gasolina 95	122	155	154	173
Gasolina 97	96	113	103	93
Kerosene	701	522	546	
PI N° 5	111	86	34	24
PI N° 500	14 044	14 661	10 140	9 421
PI N° 6	12 256	13 207	10 254	10 182

(*) Apartir del 01.01.09 , se comercializa a nivel nacional el Diesel B2 y a partir del 01.01.10 se comercializa en la Provincia de Lima y Callao el Diesel B2 S-50

(**) Apartir del 01.01.10 se comercializa en las ciudades de Piura y Chiclayo el Gasohol.

COMENTARIO

Para el primer trimestre del año 2010 los agentes registrados como consumidores directos demandaron 102 009 barriles, 5,7% más que el volumen registrado en el mismo periodo del año anterior. Los combustibles que presentaron un mayor incremento fueron la Gasolina de 90 octanos (15,08%), Gasolina de 95 octanos (14,07%) y la Gasolina de 84 octanos (5,45%). En el caso de los Petróleos Industriales, su consumo fue menor respecto al mismo trimestre del año anterior de la siguiente forma: Petróleo Industrial N° 5 (-28%), PI N° 500 (-7,1%) y PI N° 6 (-0,7%).

DEMANDA DE COMBUSTIBLES DE LOS CONSUMIDORES DIRECTOS POR DEPARTAMENTO Y PRODUCTO

UNIDAD: BDC

DEPARTAMENTO	PRODUCTOS	Ene' 10	Feb' 10	Mar' 10
AMAZONAS	Diesel (*)	228,31	287,36	320,40
	Gasolina 84	9,49	7,66	8,30
ANCASH	Diesel (*)	1 974,61	2 043,64	2 113,77
	Gasolina 84	5,36	6,05	4,08
	Gasolina 90	26,33	29,57	23,13
	Gasolina 95	0,77	0,85	0,77
	PI N° 500	590,61	454,03	612,79
APURIMAC	Diesel (*)	130,15	144,64	189,78
AREQUIPA	Diesel (*)	2 423,06	2 474,09	2 322,72
	Gasolina 100LL	2,35	0,85	
	Gasolina 84	13,63	13,77	13,59
	Gasolina 90	67,11	84,72	61,18
	Gasolina 95	0,03	0,05	0,19
	Gasolina 97	0,19	5,38	
	PI N° 500	754,96	1 408,39	992,83
	PI N° 6			6,40
AYACUCHO	Diesel (*)	273,81	271,90	173,92
	Gasolina 84	3,97	0,99	0,06
	Gasolina 90	16,24	13,48	8,01
CAJAMARCA	Diesel (*)	3 257,43	3 669,55	3 616,82
	Gasolina 84	8,55	4,86	7,91
	Gasolina 90	11,02	6,59	10,57
	PI N° 6	53,23	73,34	156,52
	Diesel (*)	1 584,67	1 612,07	1 489,97
CUSCO	Gasolina 84	23,52	32,70	29,99
	Gasolina 90	11,51	14,91	11,29
	PI N° 500	25,29	34,60	24,95
	PI N° 6	36,76	6,80	37,47
	Diesel (*)	150,97	142,18	159,60
HUANCAVELICA	Gasolina 90	0,95	3,40	
	Diesel (*)	63,44	44,88	49,87
HUANUCO	Gasolina 84	3,58	2,69	2,42
	Gasolina 90	13,93	5,28	9,08
	PI N° 6		5,91	
	Diesel (*)	983,78	755,60	708,32
ICA	Gasolina 100LL	13,98	12,05	5,51
	Gasolina 84	1,55	0,80	0,87
	Gasolina 90	18,63	17,18	11,52
	PI N° 500	933,76	256,26	220,49
	PI N° 6	14,88	16,46	8,77
	Diesel (*)	396,13	417,51	436,94
JUNIN	Gasolina 100LL	1,38	0,59	1,75
	Gasolina 84	16,85	19,88	17,54
	Gasolina 90	32,21	39,65	31,80
	Gasolina 97		2,55	
	PI N° 6	23,42	283,89	53,45

LA LIBERTAD	Diesel (*)	3 062,80	3 392,61	3 179,00
	Gasolina 84	351,69	396,49	418,94
	Gasolina 90	90,51	100,83	101,72
	Gasolina 95	0,33	0,21	0,23
	PI Nº 500	175,30	7,25	
	PI Nº 6	435,88	433,04	482,59
LAMBAYEQUE	Diesel (*)	210,88	248,39	263,61
	Gasohol 84 PLUS (*)	4,22	3,50	3,35
	Gasohol 90 PLUS (*)	13,39	14,10	11,94
	Gasolina 84	1,21	1,16	0,86
	Gasolina 90	7,94	7,71	6,69
	PI Nº 500	41,18	42,61	47,92
	PI Nº 6	199,95	186,32	163,04
LIMA	DB2 S-50 (*)	3 217,23	3 724,87	3 832,55
	Diesel (*)	2 326,69	2 337,97	2 152,74
	Gasolina 100LL	3,69	6,63	8,99
	Gasolina 84	37,84	41,50	47,29
	Gasolina 90	301,10	314,96	342,48
	Gasolina 95	49,60	58,78	57,58
	Gasolina 97	20,52	13,62	27,76
	PI Nº 5	9,24	10,23	4,61
	PI Nº 500	952,85	888,47	956,11
	PI Nº 6	242,90	189,97	184,86
LORETO	Diesel (*)	350,16	355,84	282,57
	Gasolina 100LL	0,41	2,07	2,97
	Gasolina 84	64,95	18,96	17,57
	Gasolina 90	29,58	43,27	19,02
	PI Nº 6	921,66	892,86	1 036,87
MADRE DE DIOS	Diesel (*)	123,12	154,59	178,69
MOQUEGUA	Diesel (*)	1 164,70	1 321,23	965,16
	Gasolina 84	16,84	12,65	8,39
	Gasolina 95	0,51	0,40	0,43
	PI Nº 6	569,46	717,61	372,07
PASCO	Diesel (*)	887,48	882,48	927,53
PIURA	Diesel (*)	1 125,09	1 009,20	1 398,85
	Gasohol 84 PLUS (*)	1,82	3,82	2,55
	Gasohol 90 PLUS (*)	6,39	6,39	5,95
	Gasohol 95 PLUS (*)		1,18	0,55
	Gasolina 84	7,15	6,42	6,40
	Gasolina 90	30,34	27,30	26,52
	Gasolina 95	1,28	0,50	0,71
	Gasolina 97	9,11	11,85	1,78
PUNO	PI Nº 6	223,12	226,38	225,00
	Diesel (*)	452,30	433,17	524,44
	Gasolina 84	22,63	22,36	19,99
SAN MARTIN	PI Nº 6	0,00	0,00	2,34
	Diesel (*)	462,56	321,58	345,03
	Gasolina 100LL		2,55	
	Gasolina 84	7,38	6,60	8,59
	Gasolina 90	15,49	15,32	13,74
	PI Nº 6	385,43	400,61	421,52

TACNA	Diesel (*)	95,68	157,12	139,75
	PI Nº 6	62,93	76,66	75,42
TUMBES	Diesel (*)	13,25	160,18	189,70
	Gasolina 84	1,65	3,96	2,27
	Gasolina 90	0,77	3,82	1,61
	PI Nº 6	56,28		82,17
UCAYALI	Diesel (*)	242,32	263,15	177,45
	Gasolina 100LL	4,26	2,84	4,34
	Gasolina 84	11,94	19,17	14,55
	Gasolina 90	17,75	15,84	20,20
	Gasolina 95			0,16
	PI Nº 6	51,18	30,80	55,78

Fuente: SCOP, SPIC

Elaboración: Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

(*) A partir del 01.01.09, se comercializa a nivel nacional el Diesel B2 y a partir del 01.01.10 se comercializa en la Provincia de Lima y Callao el Diesel B2 S-50.

(**) A partir del 01.01.10 se comercializa en las ciudades de Piura y Chiclayo el Gasohol.

COMENTARIO

La mayor demanda de combustibles por parte de consumidores directos se da en los departamentos de: Lima con 22 363 barriles en el trimestre, La Libertad con 12 629 barriles, Cajamarca 10 876 barriles y Arequipa con 10 645 barriles durante el primer trimestre del año 2010. Caso distinto es el de los departamentos de Apurímac, Huancavelica y Huánuco cuyo consumo durante el primer trimestre del año 2010 fue menor a 500 barriles en cada uno de ellos.

DEMANDA DE COMBUSTIBLES DE LOS CONSUMIDORES DIRECTOS POR DEPARTAMENTO Y PRODUCTO - PARTICIPACIÓN PORCENTUAL

PARTICIPACION EN LAS COMPRAS TOTALES CD = (Ci/CT)*100

Unidad: Porcentaje %

ÁMBITO NACIONAL

PRODUCTOS	Ene' 10	Feb' 10	Mar' 10
DB2 S-50 (*)	9,63	10,71	11,33
Diesel (*)	65,83	65,85	65,94
Gasohol 84 PLUS	0,02	0,02	0,02
Gasohol 90 PLUS	0,06	0,06	0,05
Gasohol 95 PLUS	0,00	0,00	0,00
Gasolina 100LL	0,08	0,08	0,07
Gasolina 84	1,83	1,78	1,86
Gasolina 90	2,07	2,14	2,06
Gasolina 95	0,16	0,17	0,18
Gasolina 97	0,09	0,10	0,09
PI Nº 5	0,03	0,03	0,01
PI Nº 500	10,40	8,89	8,44
PI Nº 6	9,81	10,18	9,94
TOTAL	100,00	100,00	100,00

ÁMBITO DEPARTAMENTAL

Departamento	PRODUCTOS	Ene' 10	Feb' 10	Mar' 10
AMAZONAS	Diesel (*)	96,01	97,40	97,47
	Gasolina 84	3,99	2,60	2,53
ANCASH	Diesel (*)	76,01	80,64	76,74
	Gasolina 84	0,21	0,24	0,15
	Gasolina 90	1,01	1,17	0,84
	Gasolina 95	0,03	0,03	0,03
	PI Nº 500	22,74	17,92	22,25
APURÍMAC	Diesel (*)	100,00	100,00	100,00
AREQUIPA	Diesel (*)	74,30	62,05	68,38
	Gasolina 100LL	0,07	0,02	0,00
	Gasolina 84	0,42	0,35	0,40
	Gasolina 90	2,06	2,12	1,80
	Gasolina 95	0,00	0,00	0,01
	Gasolina 97	0,01	0,13	0,00
	PI Nº 500	23,15	35,32	29,23
	PI Nº 6	0,00	0,00	0,19

AYACUCHO	Diesel (*)	93,13	94,95	95,57
	Gasolina 84	1,35	0,35	0,03
	Gasolina 90	5,52	4,71	4,40
CAJAMARCA	Diesel (*)	97,81	97,74	95,38
	Gasolina 84	0,26	0,13	0,21
	Gasolina 90	0,33	0,18	0,28
	PI N° 6	1,60	1,95	4,13
CUSCO	Diesel (*)	94,23	94,77	93,49
	Gasolina 84	1,40	1,92	1,88
	Gasolina 90	0,68	0,88	0,71
	PI N° 500	1,50	2,03	1,57
	PI N° 6	2,19	0,40	2,35
HUANCAVELICA	Diesel (*)	99,37	97,66	100,00
	Gasolina 90	0,63	2,34	0,00
HUÁNUCO	Diesel (*)	78,37	76,37	81,27
	Gasolina 84	4,42	4,58	3,95
	Gasolina 90	17,20	8,99	14,79
	PI N° 6	0,00	10,06	0,00
ICA	Diesel (*)	50,02	71,39	74,13
	Gasolina 100LL	0,71	1,14	0,58
	Gasolina 84	0,08	0,08	0,09
	Gasolina 90	0,95	1,62	1,21
	PI N° 500	47,48	24,21	23,08
	PI N° 6	0,76	1,56	0,92
JUNÍN	Diesel (*)	84,28	54,64	80,69
	Gasolina 100LL	0,29	0,08	0,32
	Gasolina 84	3,59	2,60	3,24
	Gasolina 90	6,85	5,19	5,87
	Gasolina 97	0,00	0,33	0,00
	PI N° 6	4,98	37,16	9,87
LA LIBERTAD	Diesel (*)	74,40	78,34	76,01
	Gasolina 84	8,54	9,16	10,02
	Gasolina 90	2,20	2,33	2,43
	Gasolina 95	0,01	0,00	0,01
	PI N° 500	4,26	0,17	0,00
	PI N° 6	10,59	10,00	11,54
LAMBAYEQUE	Diesel (*)	44,05	49,31	53,00
	Gasohol 84 PLUS (**)	0,88	0,69	0,67
	Gasohol 90 PLUS (**)	2,80	2,80	2,40
	Gasolina 84	0,25	0,23	0,17
	Gasolina 90	1,66	1,53	1,35
	PI N° 500	8,60	8,46	9,63
	PI N° 6	41,76	36,98	32,78

LIMA	DB2 S-50 (*)	44,92	49,10	50,33
	Diesel (*)	32,49	30,82	28,27
	Gasolina 100LL	0,05	0,09	0,12
	Gasolina 84	0,53	0,55	0,62
	Gasolina 90	4,20	4,15	4,50
	Gasolina 95	0,69	0,77	0,76
	Gasolina 97	0,29	0,18	0,36
	PI N° 5	0,13	0,13	0,06
	PI N° 500	13,30	11,71	12,56
	PI N° 6	3,39	2,50	2,43
LORETO	Diesel (*)	25,62	27,10	20,79
	Gasolina 100LL	0,03	0,16	0,22
	Gasolina 84	4,75	1,44	1,29
	Gasolina 90	2,16	3,30	1,40
	PI N° 6	67,43	68,00	76,30
MADRE DE DIOS MOQUEGUA	Diesel (*)	100,00	100,00	100,00
	Diesel (*)	66,50	64,39	71,70
	Gasolina 84	0,96	0,62	0,62
	Gasolina 95	0,03	0,02	0,03
	PI N° 6	32,51	34,97	27,64
PASCO	Diesel (*)	100,00	100,00	100,00
PIURA	Diesel (*)	80,12	78,05	83,85
	Gasohol 84 PLUS (**)	0,13	0,30	0,15
	Gasohol 90 PLUS (**)	0,46	0,49	0,36
	Gasohol 95 PLUS (**)	0,00	0,09	0,03
	Gasolina 84	0,51	0,50	0,38
	Gasolina 90	2,16	2,11	1,59
	Gasolina 95	0,09	0,04	0,04
	Gasolina 97	0,65	0,92	0,11
	PI N° 6	15,89	17,51	13,49
PUNO	Diesel (*)	95,23	95,09	95,92
	Gasolina 84	4,77	4,91	3,66
	PI N° 6	0,00	0,00	0,43
SAN MARTÍN	Diesel (*)	53,11	43,07	43,74
	Gasolina 100LL	0,00	0,34	0,00
	Gasolina 84	0,85	0,88	1,09
	Gasolina 90	1,78	2,05	1,74
	PI N° 6	44,26	53,65	53,43
TACNA	Diesel (*)	60,32	67,21	64,95
	PI N° 6	39,68	32,79	35,05
TUMBES	Diesel (*)	18,42	95,37	68,79
	Gasolina 84	2,29	2,36	0,82
	Gasolina 90	1,07	2,27	0,58
	PI N° 6	78,23	0,00	29,80

UCAYALI	Diesel (*)	74,00	79,31	65,12
	Gasolina 100LL	1,30	0,86	1,59
	Gasolina 84	3,65	5,78	5,34
	Gasolina 90	5,42	4,77	7,41
	Gasolina 95	0,00	0,00	0,06
	PI Nº 6	15,63	16,63	20,47

Fuente: SCOP, SPIC

Elaboración: Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos

Nota:

Se han considerado todos los Consumidores Directos

(*) A partir del 01.01.09, se comercializa a nivel nacional el Diesel B2 y a partir del 01.01.10 se comercializa en la Provincia de Lima y Callao el Diesel B2 S-50.

(**) A partir del 01.01.10 se comercializa en las ciudades de Piura y Chiclayo el Gasohol.





Osinergmin

ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Este boletín informativo es una Publicación de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos, del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, OSINERGMIN.

Edición: OSINERGMIN

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos
Bernardo Monteagudo 222 - Magdalena del Mar - Lima 17
Teléfono 219-3400

Copyright © OSINERGMIN - GFHL 2010

La reproducción total o parcial de este documento y/o su tratamiento informático está permitido siempre y cuando se cite la fuente y se haya solicitado el permiso correspondiente de la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos de OSINERGMIN.