

# SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

ENERO 2017



# SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

Documento de trabajo elaborado por:  
División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos

El contenido del presente documento constituye información no vinculante, el acceso y uso de la misma es de exclusiva responsabilidad de quien lo realiza. Osinergmin se reserva el derecho de modificar la información sin previo aviso.

## PRESENTACIÓN

La División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin, ha elaborado el presente documento titulado: “SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS”, el cual contiene información recopilada a través de las actividades de supervisión y fiscalización que realiza en cumplimiento de sus funciones, así como hechos relevantes ocurridos en el mes de enero de 2017.

**División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos**

## INFORME DE SUPERVISIONES Y FISCALIZACIONES DE LAS ACTIVIDADES DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

### 1. EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

#### 1.1. Contratos vigentes en Exploración y Explotación

Al mes de enero de 2017 se encuentran vigentes 26 contratos en exploración, con referencia al año 2016, se encontraban vigentes 15 contratos en exploración, 4 en selva norte (Lotes 102, 137, 130, 144), 1 en selva sur (Lote 174), 3 en el noroeste (Lotes XIX, XXIV, XXVI) y 7 en el zócalo (Lotes Z-46, Z-51, Z-52, Z-36, Z-45, Z-48, Z-49).

Asimismo, al mes de enero de 2017 se encuentran vigentes 25 contratos en explotación, de los cuales 21 son supervisados por la DSHL y 4 por la DSGN. En las Tablas N° 1 y 2 se listan contratos en exploración y explotación, detallándose además las fechas de suscripción y termino de contrato.

Tabla N° 1. Contratos de Exploración

ZONA	LOTE	EMPRESA OPERADORA	FECHA DE SUSCRIPCIÓN DE CONTRATO	FECHA DE TERMINO DEL CONTRATO
SELVA NORTE	39	PERENCO PERU LIMITED	09/09/1999	08/03/2019 <sup>1</sup>
	95	GRAN TIERRA ENERGY PERU S.R.L.	07/04/2007	27/12/2018 <sup>1</sup>
	116	PACIFIC STRATUS ENERGY S.A.	12/12/2006	18/04/2018 <sup>2</sup>
	123	GRAN TIERRA ENERGY PERU S.R.L.	29/09/2006	28/02/2015 <sup>2</sup>
	129	GRAN TIERRA ENERGY PERU S.R.L.	24/05/2007	26/05/2015 <sup>2</sup>
	135	PACIFIC STRATUS ENERGY DEL PERU S. A.	21/11/2007	13/03/2017
	145	ANDEAN EXPLORATION PERU SAC	16/04/2009	04/11/2017
	183	HYDROCARBON EXPLORATION PLC	28/09/2011	20/11/2014 <sup>5</sup>
SELVA CENTRAL	100	COMPAÑIA CONSULTORA DE PETROLEO S. A.	26/03/2004	23/08/2013 <sup>4</sup>
	103	REPSOL EXPLORACION PERU	09/08/2004	13/09/2008 <sup>4</sup>
	107	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU SAC	01/09/2005	10/07/2018 <sup>4</sup>
	126	PETROMINERALES PERU S.A.	23/10/2007	20/12/2017
	133	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU SAC	16/04/2009	14/12/2016 <sup>3</sup>
SELVA SUR	58	CNPC PERU S. A.	12/07/2005	08/09/2045
	76	HUNT OIL EXPLORATION AND PRODUCTION	12/07/2005	15/08/2017
	108	PLUSPETROL E & P S. A.	13/12/2005	23/03/2017
SIERRA	105	SIBOIL DEL PERU S. A.	13/12/2005	17/11/2013 <sup>2</sup>
NOR-OESTE	XXI	GOLD OIL PERU SAC	04/05/2016	10/09/2017 <sup>4</sup>
	XXII	BPZ EXPLORACION & PRODUCCION SRL	21/11/2007	05/06/2018
	XXIII	BPZ EXPLORACION & PRODUCCION SRL	22/11/2007	12/04/2019 <sup>3</sup>
	XXVII	PETRO BAYOVAR INC., SUCURSAL DEL PERU	16/04/2009	14/06/2016 <sup>2</sup>
	XXIX	RICOIL S. A.	18/09/2015	16/11/2022 <sup>3</sup>
ZÓCALO	Z-33	SAVIA PERU S.A.	01/09/2004	16/11/2022
	Z-34	GOLD OIL PERU SAC	08/03/2007	04/06/2015 <sup>4</sup>
	Z-35	SAVIA PERU S.A.	20/09/2005	04/02/2018
	Z-38	KEI (PERU Z-38) PTY LTD.	12/04/2007	21/06/2015 <sup>4</sup>

Fuente: Perupetro

Elaboración: Propia

(1) Contratos en periodo de retención

- (2) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (aspectos sociales)  
 (3) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (Aprobación de estudio ambiental - EIA)  
 (4) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (otros motivos)  
 (5) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (TdR y PPC – Presentación, levantamiento de observaciones y aprobación)

**Nota:**

La fecha de término de contrato es variante para los contratos con obligaciones suspendidas, dependerá del levantamiento de la fuerza mayor.

**Tabla N° 2. Contratos de Explotación**

Zona	LOTE	EMPRESA OPERADORA	FECHA DE SUSCRIPCIÓN DEL CONTRATO	FECHA DE TERMINO DEL CONTRATO
SELVA NORTE	8	PLUSPETROL NORTE	20/05/1994	19/05/2024
	64	PETROPERÚ	07/12/1995	12/05/2033 <sup>6</sup>
	67	PERENCO	13/12/1995	12/02/2031 <sup>4</sup>
	192	PACIFIC STRATUS ENERGY	30/08/2015	08/09/2017 <sup>4</sup>
SELVA CENTRAL	31B y 31D	MAPLE	30/03/1994	29/03/2024
	31C	AGUAYTIA	30/03/1994	29/03/2024
	31-E	MAPLE	06/03/2001	05/03/2031
	131	CEPSA	21/11/2007	18/01/2038
SELVA SUR	56	PLUSPETROL PERU CORP.	07/09/2004	06/09/2044
	57	REPSOL	27/01/2004	26/01/2044
	88	PLUSPETROL PERU CORP.	09/12/2000	08/12/2040
NOROESTE	I	GMP	27/12/1991	24/12/2021
	II	PETROLERA MONTERRICO	05/01/1996	04/01/2026 <sup>3</sup>
	III	GMP	31/03/2015	04/01/2045 <sup>4</sup>
	IV	GMP	31/03/2015	04/01/2045
	V	GMP	08/10/1993	05/10/2023
	VII/VI	SAPET	22/10/1993	21/10/2023
	IX	UNIPETRO ABC	16/06/2015	16/06/2045
	X	CNPC	20/05/1994	19/05/2024
	XIII	OLYMPIC PERU INC	30/05/1996	03/11/1936 <sup>2</sup>
	XV	PETROLERA MONTERRICO	26/05/1998	25/05/2028 <sup>3</sup>
XX	PETROLERA MONTERRICO	19/01/2006	18/01/2036	
ZÓCALO	Z-1	BPZ	30/11/2001	28/01/2032
	Z-2B	SAVIA	16/11/1993	15/11/2023
	Z-6	SAVIA	20/03/2002	19/05/2032 <sup>2</sup>

Fuente: Perupetro

Elaboración: Propia

- (2) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (aspectos sociales)  
 (3) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (Aprobación de estudio ambiental - EIA)  
 (4) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (otros motivos)  
 (6) Contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (Realizando actividades previas que se requieren para elaborar el Estudio Ambiental)

**Nota:**

La fecha de término de contrato es variante para los contratos con obligaciones suspendidas, dependerá del levantamiento de la fuerza mayor.

**1.2. Programa de Perforación de Pozos**

En la siguiente tabla se muestra el programa de perforación de pozos. Las cantidades programadas de pozos a perforar es lo mínimo a realizar durante el año, de acuerdo a los contratos que se mantienen con las empresas.

Tabla N° 3. Programa de Perforación de Pozos

N°	LOTE	NOMBRE DE LA EMPRESA	ENERO	AÑO PROGRAMADO 2017		
				PROGRAMADO	EJECUTADO	PORCENTAJE EJECUTADO (%)
1	III	GMP S.A	0	35	0	0%
2	IV	GMP S.A	7	30	7	23.30%
3	VII/VI	SAPET DEVELOPMENT PERU INC	0	18	0	0%
4	IX	EMPRESA PETROLERA UNIPETRO ABC S.A.C.	0	0	0	0%
5	X	CNPC PERU S.A.		0		0%
6	XIII	OLYMPIC PERU INC	1	6	1	16.70%
7	67	PERENCO PERU LIMITED	0	0	0	0%
8	131	CEPSA PERUANA S.A.C.	0	1	0	0%
9	Z 1	BPZ	0	0	0	0%
10	Z 2B	SAVIA PERU S.A	0	0	0	0%

Elaboración: Propia  
Fuente: Perupetro

### 1.3 Lotes en Exploración y Explotación activos e inactivos

Durante el mes de enero se tuvieron lotes en exploración que tenían contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor, según el siguiente detalle:

- ✓ 3 contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (Aspectos sociales).
- ✓ 8 contratos con obligaciones suspendidas por fuerza mayor (Aprobación de estudio ambiental - EIA).

En las Tablas N° 4 y 5 se muestran los lotes en exploración y explotación activos e inactivos.

Tabla N° 4. Lotes en Exploración activos e inactivos

N°	LOTE	EMPRESA OPERADORA	ACTIVO	INACTIVO
1	39	PERENCO PERÚ LIMITED	x	
2	58	CNODC INTERNATIONAL HOLDING LTD	x	
3	76	HUNT OIL EXPLORATION AND PRODUCCION	x	
4	95	GRAN TIERRA ENERGY PERU	x	
5	100	COMPAÑÍA CONSULTORA DE PETROLEO S.A.		x
6	103	TALISMAN PETROLERA DEL PERU, LLC		x
7	105	SIBOIL DEL PERU S.A.		x
8	107	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU SAC	x	
9	108	PLUSPETROL E & P S.A.	x	
10	116	PACIFIC STRATUS ENERGY PERÚ SRL	x	
11	123	GRAN TIERRA ENERGY PERU		x
12	126	PETROMINERALES PERU S.A.		x
13	129	GRAN TIERRA ENERGY PERU		x
14	133	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU S.A.C		x
15	135	PACIFIC STRATUS ENERGY S.A.		x
16	145	ANDEAN EXPLORATION PERU S.A.C.		x
17	183	HYDROCARBON EXPLORATION PLC		x
18	XXI	GOLD OIL PERU SAC		x
19	XXII	BPZ EXPLORACION & PRODUCCION SRL		x
20	XXIII	BPZ EXPLORACION & PRODUCCION SRL	x	
21	XXVII	PETRO BAYOVAR INC., SUCURSAL DEL PERÚ	x	
22	XXIX	RICOIL S.A. XXIX		x
23	Z-35	SAVIA PERU S.A.		x
24	Z-38	KEY (PERU Z-38) PTY LTD		x
25	Z-33	SAVIA PERU S.A.		x
26	Z-34	COLONIAL INVESTING INC. SUCURSAL DEL PERÚ		x

Fuente: Perupetro  
Elaboración: Propia

Tabla N° 5. Lotes en Explotación activos e inactivos

N°	LOTE	COMPAÑÍA OPERADORA	ACTIVO	INACTIVO
1	I	GMP S.A.	x	
2	II	PETROLERA MONTERRICO S.A.	x	
3	III	GMP S.A.	x	
4	IV	GMP S.A.	x	
5	V	GMP S.A.	x	
6	VI/VII	SAPET DEVELOPMENT PERU INC	x	
7	IX	EMPRESA PETROLERA UNIPETRO ABC S.A.C.	x	
8	X	CNPC PERU S.A.	x	
9	XIII	OLYMPIC PERU INC	x	
10	XV	PETROLERA MONTERRICO S.A.	x	
11	XX	PETROLERA MONTERRICO S.A.	x	
12	31B Y 31D	MAPLE GAS CORPORATION DEL PERU SRL	x	
13	31E	MAPLE GAS CORPORATION DEL PERU SRL	x	
14	64	GEOPARK PERU		x
15	67	PERENCO PERU LIMITED		x
16	8	PLUSPETROL NORTE S.A.	x	
17	192	PACIFIC STRATUS S.A.	x	
18	Z-2B	SAVIA PERU S.A.	x	
19	Z-6	SAVIA PERU S.A.		x
20	Z-1	BPZ	x	
21	131	CEPSA PERUANA S.A.C.	x	

Fuente: Perupetro  
Elaboración: Propia

Actualmente el Lote 64 aún no tiene actividad; sin embargo, se tiene 4 pozos perforados. El Lote 67 se encuentra inoperativo por problemas en el ONP y debido al bajo precio del petróleo. El Lote Z 6 que también se encuentra inoperativo, se han realizado trabajos de perforación de pozos, pero aún falta desarrollar el campo.

#### 1.4 Actividades de Supervisión y Fiscalización de Lotes y Plataformas

##### Lotes 8 (PLUSPETROL)

En lo que va del mes, se han transferido 158.61 MB de crudo a la Refinería Iquitos. El inventario de crudo en tanques del Lote 8, es de 261.68 MB. Los trabajos de rehabilitación continúan en los pozos en Yanayacu - Pavayacu, se estima que estos trabajos concluirían en febrero del 2017

##### Lote 131 (CEPSA)

CEPSA redujo la producción diaria a 1204 BPD, debido a la negociación de contrato con Petroperú. Una vez firmado el contrato con Petroperú, se pondrá en producción los dos pozos actualmente cerrados que difieren una producción de 1200 BPD.



**Lote 192 (PACIFIC STRATUS)**

Continúan paralizadas las operaciones desde el 24 de febrero del 2016, al no poder usar el ONP para transportar la producción de 11 MBPD.

El inventario de petróleo crudo en los tanques del Lote 192 es de 122.30 MB, se ha dejado de producir 9500 BPD.

**Lote Z 2B (SAVIA)**

En noviembre del 2016, la empresa internacional ABS inició el servicio de supervisión a Plataformas marinas de los lotes Z 2B. A enero de este año, se han visitado 13 plataformas en zonas del Litoral, Lobitos y Peña Negra.

## **2. TRANSPORTE MARÍTIMO Y DUCTOS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS**

### **2.1 Exoneración del cumplimiento de diversos artículos del Decreto Supremo N° 081-2007-EM**

El 28 de octubre del 2016, se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución Ministerial N° 453-2016-MEM/DM, que estableció como medida transitoria la exoneración del cumplimiento a diversos artículos de los Anexos 1 y 2 del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, con la finalidad que los Operadores de Ductos que no hayan culminado con las actividades contempladas en sus programas de adecuación en los plazos establecidos en sus cronogramas de ejecución, culminen con la adecuación total de sus Ductos, para garantizar la seguridad en su operación.

La vigencia de la medida transitoria se encuentra sujeta al plazo que determine el OSINERGMIN para cada Operador de Ductos, para lo cual dichos Operadores, en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles, el cual concluyó el 25 de enero de 2017, debieron presentar al OSINERGMIN un cronograma de ejecución del cumplimiento de los artículos exonerados. Dichos cronogramas serán aprobados por el OSINERGMIN en un plazo máximo de sesenta (60) días hábiles, el cual vence el 21 de abril de 2017.

En la siguiente tabla se listan los Operadores de Ductos que presentaron su cronograma de ejecución del cumplimiento de los artículos exonerados mediante la Resolución Ministerial N° 453-2016-MEM/DM.

Tabla N° 6. Listado de Operador de ducto e instalación

N°	EMPRESA OPERADORA	INSTALACIÓN
1	Pluspetrol Norte S.A.	Lote 8
2	Petróleos del Perú - Petroperú S.A.	ONP
3	Shougang Hierro Perú	Ducto San Nicolás
4	Solgas S.A.	Línea Submarina Buque-Terminal, Ducto Propio Planta Ventas - Planta Almacenamiento
5	Petróleos del Perú - Petroperú S.A.	Ducto Refinería Iquitos
6	Electro Oriente S.A.	Ducto Central Térmica Iquitos
7	Southern Perú Cooper Corporation	Línea submarina-Fundición Ilo
8	Sapet Development Perú Inc.	Lote VII/VI
9	Petrolera Monterrico S.A.	Lote II
10	Savia Perú S.A.	Lote Z2B
11	Maple Gas Corporación del Perú S.R.L.	Ductos a Refinería Pucallpa, Lote 31D
12	Terminales del Perú	Eten, Salaverry, Chimbote, Supe, Callao
13	Consortio Terminales	Mollendo, Pisco, Ilo
14	Graña y Montero Petrolera S.A.	Lote I, III, IV
15	Petróleos del Perú - Petroperú S.A.	Ductos Tablazo, Nueva Línea Submarina Refinería Talara
16	Graña y Montero Petrolera S.A.	Lote V

Fuente: Perupetro  
Elaboración: Propia

## 2.2 Actividades de Supervisión y Fiscalización de ductos

### 2.2.1 Supervisión de los trabajos de mantenimiento de los tramos I, II y Ramal Norte del Oleoducto Nor Peruano (ONP)

#### **Mandatos**

Durante el año 2016, Osinergmin emitió mandatos que ordenaron a Petroperú la restricción de la operación hasta la reparación. Osinergmin orientó la supervisión a la verificación del estado mecánico del Oleoducto, utilizando para ello, información de las inspecciones realizadas en el año 2015 y recopilación en datos en campo, lo cual fue procesado y evaluado con personal especializado contratado para dicho fin.

#### **Trabajos de Reparación y Operación**

Durante el 2016 se realizaron 71 actos de supervisión asociadas al Oleoducto Norperuano.

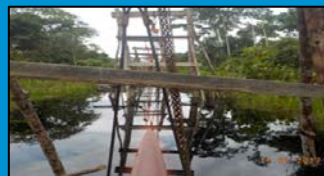
A enero, se han determinado los defectos de mayor riesgo que permiten conocer las acciones de mitigación que debe realizar el operador para reiniciar la operación y los tramos que tendrían especial atención.

Se está supervisando las reparaciones a lo largo del oleoducto y continuará hasta que se recupere la integridad del ducto en todos los tramos.

Para realizar la supervisión personal supervisor de Osinergmin se desplazó a las diferentes progresivas de los Tramos I, II y Ramal Norte del ONP para realizar trabajos de mantenimiento:

**Tramo I - Km.178**

*Se realizaron trabajos de liberación de tensiones y reparación de tubería mediante instalación de camisas tipo B, con el objetivo principalmente de la recuperación de integridad del ducto.*



Colocación de pórtico de madera Km.178+145.

**Tramo I-Km. 213**

*Se verificó que ya se encontraba disponible parte del lote de tubería, la cual sería reemplazada en este sector.*



Tubería de reemplazo en dicho sector

**Tramo II- Km. 620**

*Se culminó el proceso de excavación del sector y comenzaron con las actividades dirigidas al proceso de intervención y reparación del ducto.*



Trabajos de excavación en el Km. 620

**Tramo II - Km. 305**

*En este tramo han finalizado las labores de colocación de camisa de refuerzo y resane con pintura epóxica para dicho sector; por ello, personal contratista de Petroperú procedió a cubrir con material propio de excavación la zona intervenida.*



Personal INMAC, cubriendo la zona intervenida

**Tramo II - Km. 504**

*Finalizado el proceso de excavación del sector, se procedió a colocar pórticos de madera para izar el tramo, posteriormente, se procederá a la intervención del sector a través de la instalación de camisa de refuerzo.*



Km.504, colocación de pórticos de madera.

### 2.2.2 Incidentes registrados en los Tramos I y II del ONP

#### Tramo II - Km. 570. Incidente en progresiva

En enero, personal supervisor informó que en los trabajos de excavación para reparación en la progresiva Km 570+187, Petroperú (CORPESA) encontró tierra mezclada con crudo, el volumen de crudo es menor a un barril. Se suspendieron los trabajos de reparación y en previsión CORPESA construyó 01 poza de contención recubierta de geo membrana para almacenar el crudo que pudiera drenar; asimismo, construyó una segunda poza de contención para almacenar la tierra contaminada con crudo que se genere por los trabajos de excavación. El ILI 2015 identificó una pérdida de espesor entre 70% y 80%, razón por la cual se intervino la zona.



Km.570+187.7, filtración de crudo y tierra contaminada alrededor de la tubería



Construcción de poza para recuperación de tierra contaminada, Km.570+187.7

#### Tramo I- Km.15 y 24. Constatación fiscal

En enero, la Fiscalía Ambiental de Nauta solicitó presencia de personal supervisor de OSINERGMIN a la diligencia fiscal, personal supervisor llegó a los sectores (Km. 24+880 y Km.15+300), donde se detectaron fugas de crudo entre el 11 y 15 de noviembre del 2016, respectivamente.

En los sectores citados se verificó que la tubería se encontraba suspendida sobre el canal de flotación, por medio de pórticos de madera. Las actividades de remediación y recuperación de crudo, estuvieron a cargo de Petroperú.



Km.24+800, inspección del sector afectado



Km.15+300, tubería suspendida con pórticos de madera.

### 2.2.3 Actividades de supervisión de ductos en Lote

#### **Lote X (CPNPC) y Z-2B (SAVIA)**

En enero del 2017 se inspeccionaron el estado de los ductos marinos (Lote Z-2B) y el proceso de abandono de gasoductos (Lote X). Se realizó una visita operativa al Lote X (CNPC), con la finalidad de inspeccionar los trabajos de reemplazo de tramos para el ducto GAPO106 ECA18-S2(4") en dicha instalación.



Ducto a ser retirado, como parte del Plan de Abandono. Lote X-CNPC

#### **Lote XIII (OLIMPYC PERÚ)**

La Empresa Supervisora realizó una visita operativa al lote XIII (Olympic Perú), con la finalidad de asistir a la prueba hidrostática realizada al nuevo gasoducto de 6" (3.74 Km.), el cual comprende desde el cruce de carretera interoceánica hasta Cetico Paita. La prueba fue realizada a una presión de 1935 PSI, valor establecido en el procedimiento de prueba hidrostática para dicho segmento, equivalente al 150% de la presión máxima de operación.



Cabezal de prueba (Punto de inicio) para el nuevo gasoducto de 6"

#### **Lote VI/VII (SAPET)**

En enero del 2017, se realizó una visita con la finalidad de verificar el estado de operatividad del sistema SCADA y Detección de Fugas instalado en dicho lote.



Inspección del Sistema SCADA - Talara

### 2.2.4 Nuevo cronograma de PDJ, establecido mediante Resolución N°102-2016-OS-/GG.

En enero del 2017, se realizó una visita operativa al B/T ALORCA y B/T TRANSGAS (TRANSGAS SHIPPING LINES S.A.C.), B/T NASCA y B/T SANTA CLARA B en la bahía de Puerto del Callao.



Vista de la prueba al sistema contraincendios del B/T Transgas



Vista de la prueba al sistema contraincendios del B/T Alorca



Vista de la prueba al sistema contraincendios del B/T Nasca



Vista de la prueba al sistema contraincendios del B/T Santa Clara B

## 3. PLANTAS Y REFINERÍAS DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

### 3.1. Proyecto de Modernización de la Refinería Talara - PMRT

El PMRT comprende la ampliación de la capacidad productiva de 65 a 95 MBPD de petróleo, optimización de los procesos de conversión y la construcción de nuevas unidades de proceso para refinar crudo ligero y pesado, Gasolinas, GLP y Diesel (contenido máximo de 50 ppm de azufre).

El avance del proyecto a enero es:

**Avance del Proyecto:** El avance global del proyecto al 31.01.2017 es de 53.70% vs el 53.64% programado.

**Avance en Ingeniería:** 98.02% real vs 95.63% programado.

**Avance en Procura:** 89.11% real vs 88.48% programado.

**Avance en Construcción:** 47.60% real vs 52.98%

*El monto desembolsado acumulado a la fecha por el contrato EPC a la empresa Técnicas Reunidas es de 1,506 MMUS\$.*



Rack de tuberías de las unidades de FCK y PAR (Aire Comprimido).

### 3.2 Cronograma de adecuación en Plantas de Abastecimiento de GLP

De acuerdo a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 015-2015-EM, que modifica el artículo 8 del Reglamento para la Comercialización de GLP, aprobado por Decreto Supremo N° 01-94-EM, referido a la obligación de mantener existencias de GLP, los agentes obligados a mantener exigencias de GLP que no contaban con la capacidad de almacenamiento necesaria para cumplir con dicha obligación, podían acogerse a un plazo de adecuación.

En ese sentido, las empresas Zeta Gas Andino S.A., Sogas S.A., Petróleos del Perú S.A. y Refinería La Pampilla S.A.A. se acogieron al proceso de adecuación para el incremento de la capacidad de almacenamiento en sus instalaciones.

Tabla N° 7: Plantas de Abastecimiento de GLP

N°	EMPRESA	CAPACIDAD ACTUAL	CAPACIDAD ADICIONAL APROBADA SEGÚN RESOLUCIÓN	PLAZO DE ADECUACIÓN APROBADO POR RESOLUCION
1	ZETA GAS ANDINO S.A. (PLANTA ABASTECIMIENTO GLP CALLAO)	12 000 TM	21 750 TM.	Del 26.11.2015 al 03.07.2018
2	PETROPERU S.A. (PLANTA ABASTECIMIENTO GLP CALLAO)	55 000 Barriles	90 000 Barriles	Del 27.11.2015 al 12.01.2018
3	SOLGAS S.A.	12 000 TM.	4 600 TM.	Del 21.11.2015 al 05.04.2019
4	RELAPASA	20 300 Barriles (1715 TM)	2 500 TM.	Del 21.11.2015 al 05.04.2019

La DSHL ha venido haciendo seguimiento a dicho proceso de adecuación, el estado situación al mes de enero se detalla a continuación:

#### Zeta Gas Andino S.A.

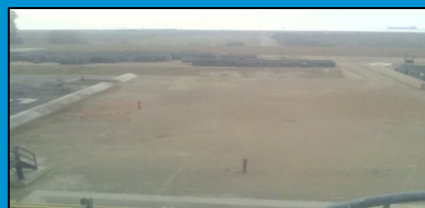
- En proceso de obtención de autorización temporal por parte de DICAPI, para uso de área acuática.
- El proyecto tiene un retraso de 18 meses debido a la demora de los trámites en entidades como DICAPI, APN, Municipio, etc.
- En etapa de desarrollo de la Ingeniería de detalle del proyecto con Inspectra.



Terreno donde se construirán las esferas

#### Solgas (Planta de GLP de Ventanilla)

Según el Plan de Adecuación de la empresa, la ejecución del proyecto se encuentra dentro del plazo aprobado por el Osinergmin.



Zona donde se construirá esfera de GLP

***Petroperú S.A. (Planta GLP en Terminal Callao)***

- El terreno que tenían previsto utilizar continúa expropiado y aún no ha sido devuelto, motivo por el cual continúa la suspensión indefinida de la ejecución de las obras.
- Petroperú informó que la devolución del terreno para el proyecto se viene tratando en la vía judicial.



**Terreno donde se construirán las 3 esferas**

***Refinería La Pampilla S.A (Planta Ventas GLP)***

Se requirió información sobre la contratación de capacidad de almacenamiento en las instalaciones de Solgas.

## **4. PLANTA ENVASADORA DE GLP**

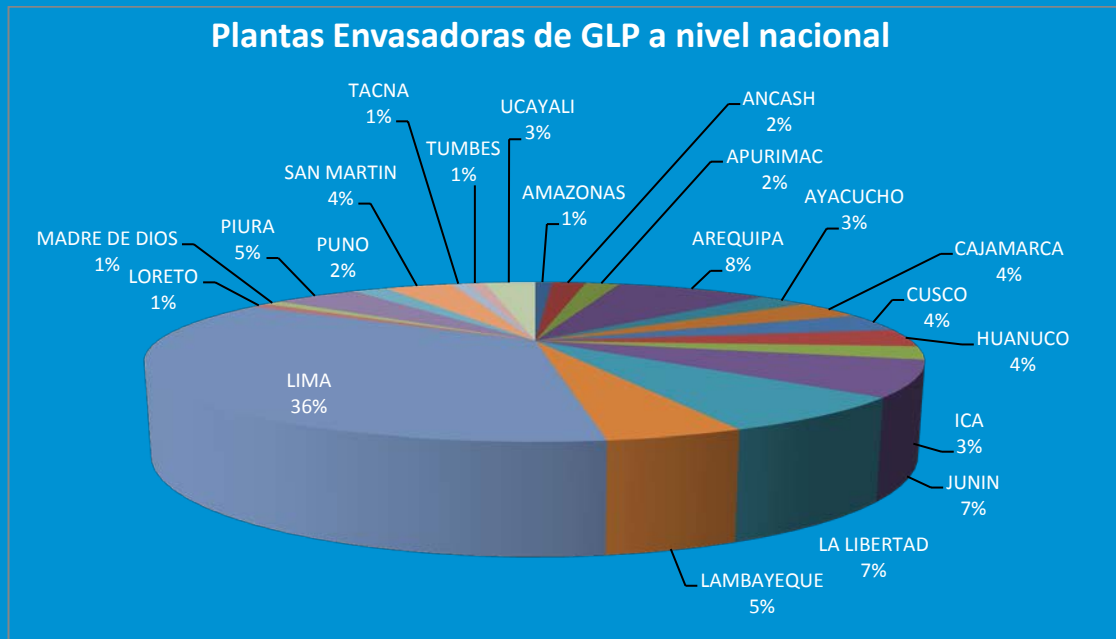
### ***4.1. Plantas Envasadoras de GLP a Nivel Nacional***

Actualmente el mercado nacional cuenta con 111 Plantas Envasadoras de GLP, en las cuales el GLP es sometido a un proceso de envasado para luego ser distribuido, principalmente en balones de GLP de 10 Kg.

Como se puede apreciar en la Tabla N° 09, el 36% del total de las Plantas Envasadoras de GLP se encuentran ubicadas en Lima, debido a que la principal demanda de dicho producto también se encuentra en Lima (30 MBPD).



Tabla N° 8. Plantas Envasadoras de GLP a nivel nacional



Fuente: Osinergmin  
Elaboración propia

#### 4.2. Actividades de Supervisión y Fiscalización de Plantas Envasadoras de GLP

Durante el mes de enero, se otorgaron ITF a favor de las empresas Naturgas S.A.C (Juliaca-Puno), Energigas S.A.C (Puente Piedra-Lima) y Jebicorp S.A.C (La Esperanza- La Libertad).

##### **Planta Envasadora Santo Toribio Gas S.A.C**

Se realizó la visita con el fin de verificar el cumplimiento de la operatividad de la bomba contra incendio, instalación de un sistema de actuación automático para el sistema de enfriamiento por aspersión y adecuación de sus instalaciones eléctricas. Se realizaron coordinaciones con la OR La Libertad para el desprecintado de las instalaciones



Vista de la Planta Envasadora Santo Toribio Gas – La Libertad

##### **Nueva Planta Envasadora-Lima**

Se realizó la visita con el fin de verificar el cumplimiento de la operatividad de la bomba contra incendio, instalación de un sistema de actuación automático para el sistema de enfriamiento por aspersión y adecuación de sus instalaciones eléctricas



Bomba contra incendio y su tablero

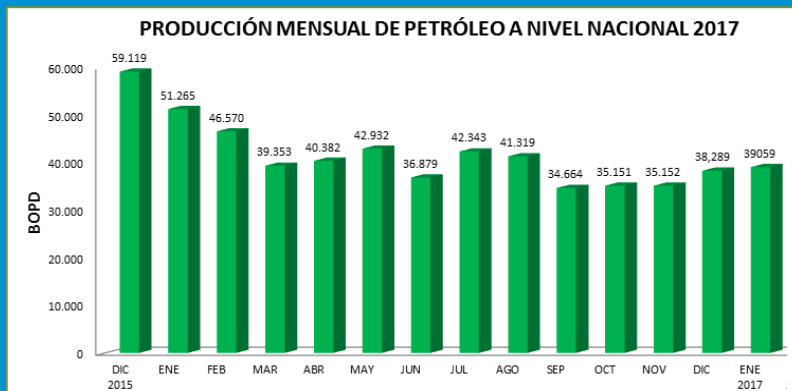
## 5. NORMATIVA LEGAL

El 21 de enero de 2017 se publicó en el Diario Oficial El Peruano la Resolución de Consejo Directivo N° 07-2017-OS/CD, que aprueba el proyecto normativo “Disposiciones para la emisión de Opiniones Técnicas y el contenido de los Estudios de Riesgo y Planes de Contingencia para la Actividades de Hidrocarburos”, para comentarios.

## 6. ESTADÍSTICAS E INDICADORES EN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

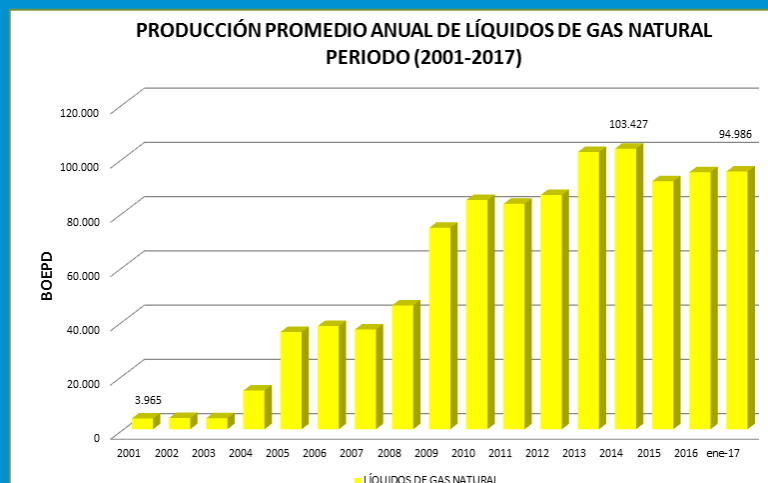
### 6.1. Producción de Petróleo Crudo y Líquidos de Gas Natural

Durante el año 2016, las actividades de producción de hidrocarburos se vieron afectadas por la drástica caída del precio internacional del petróleo crudo que contrajo las inversiones de todas las operadoras. Otro fuerte impacto fue la inoperatividad del Oleoducto Norperuano y conflictos sociales en la Selva Norte desde febrero dejando de producir el Lote 192 (11,000 BOPD), el Lote 8 desde setiembre (6,330 BOPD) hasta finales del año 2016.

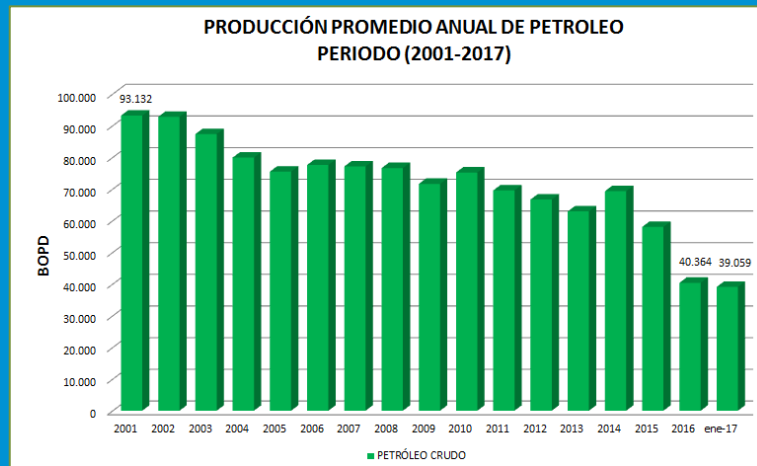


Fuente: PERUPETRO

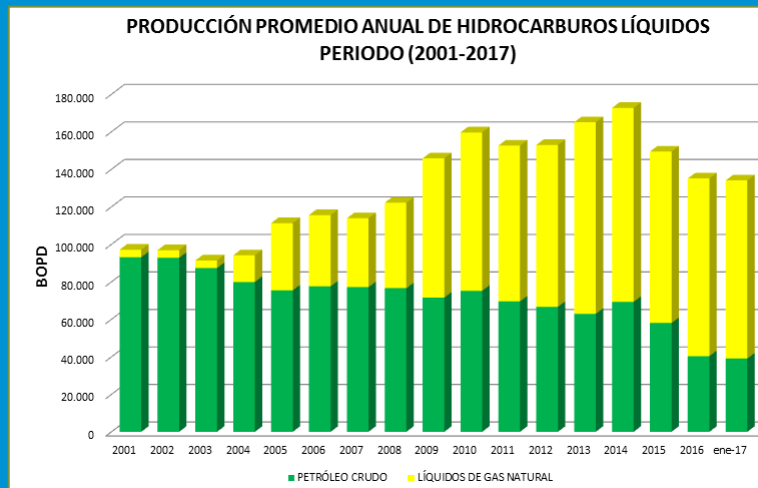
Sin embargo, en el último tercio del año, en el Noroeste se reiniciaron gradualmente las actividades de perforación y reacondicionamientos en los Lotes: I, II, III, IV, VI-VII, XII, Z 1 y Z2B.



Fuente: PERUPETRO



Fuente: PERUPETRO



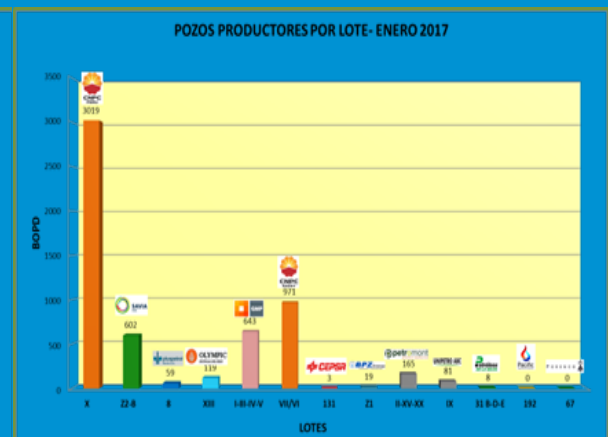
Fuente: PERUPETRO

## 6.2. Indicadores de producción por lote (BOPD)

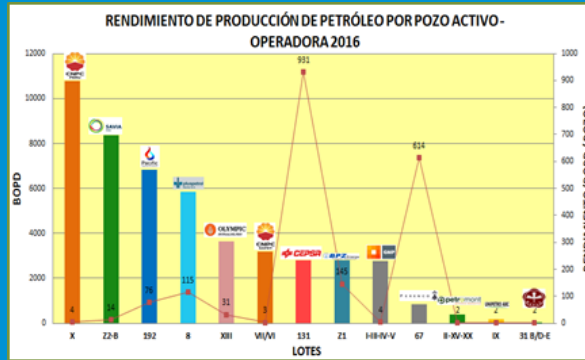
Los indicadores de rendimiento miden el promedio de la producción mensual por operadora (BPD) entre el promedio anual de pozos activos. Para el caso del Lote 131 con 3 pozos activos tiene un rendimiento de 931 BPD/pozo como el más alto en el año, mientras que el Lote IX tiene un rendimiento de 2 BPD/pozo uno de los más bajos.



Fuente: PERUPETRO, RESPRO



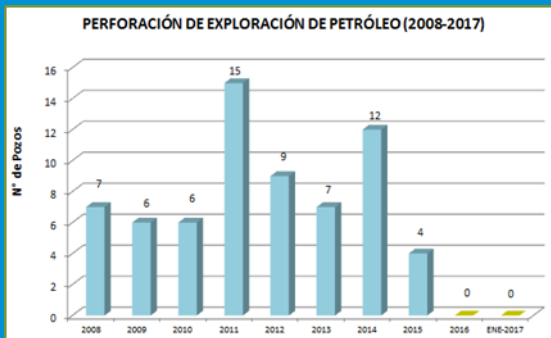
Fuente: PERUPETRO, RESPRO



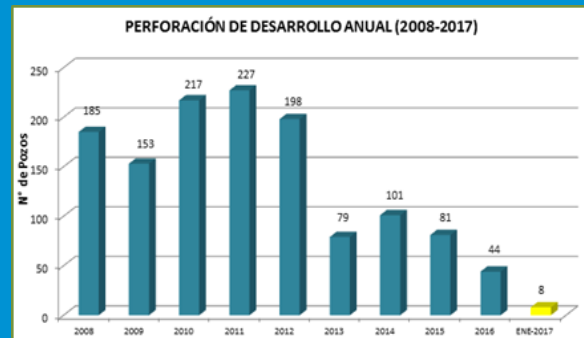
Fuente: PERUPETRO, RESPRO

### 6.3. Actividad de Perforación 2016

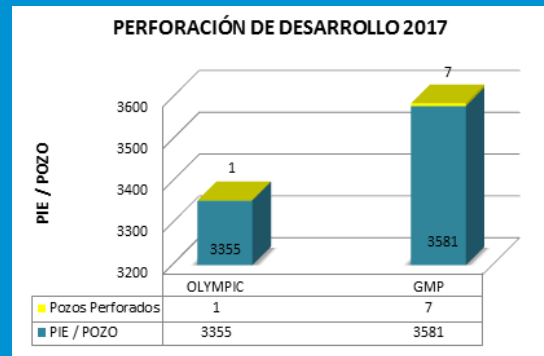
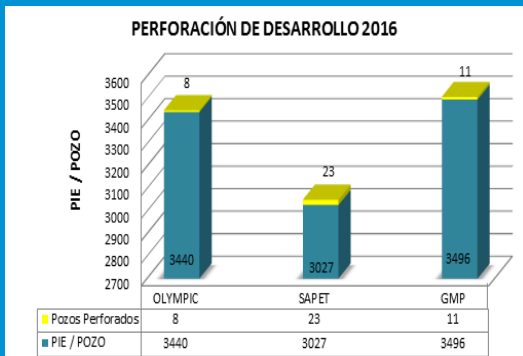
Durante el año 2016, las actividades de perforación también se vieron afectadas por la drástica caída del precio internacional del petróleo que contrajo las inversiones de desarrollo.



Fuente: PERUPETRO



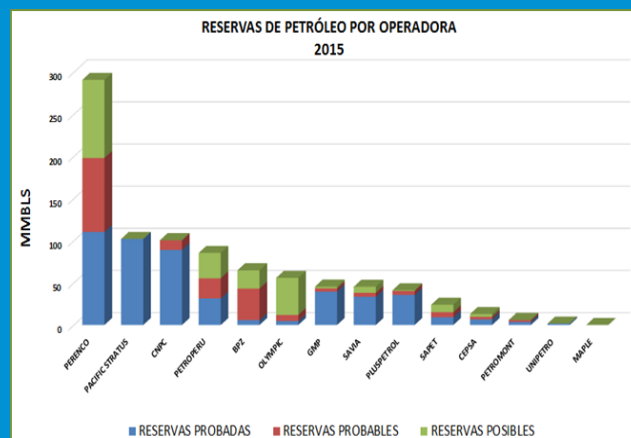
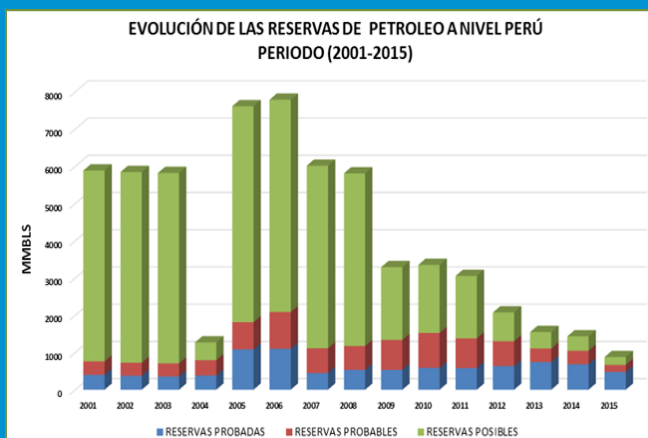
Sin embargo, en el último trimestre del año, en el Noroeste se reiniciaron gradualmente las actividades de perforación en los Lotes: IV (GMP), VII-VI (SAPET) y XII (OLYMPIC). Como indicador técnico se presenta el rendimiento de pie perforado por pozo, con una media de 3320 pies/pozo para las tres operadoras.



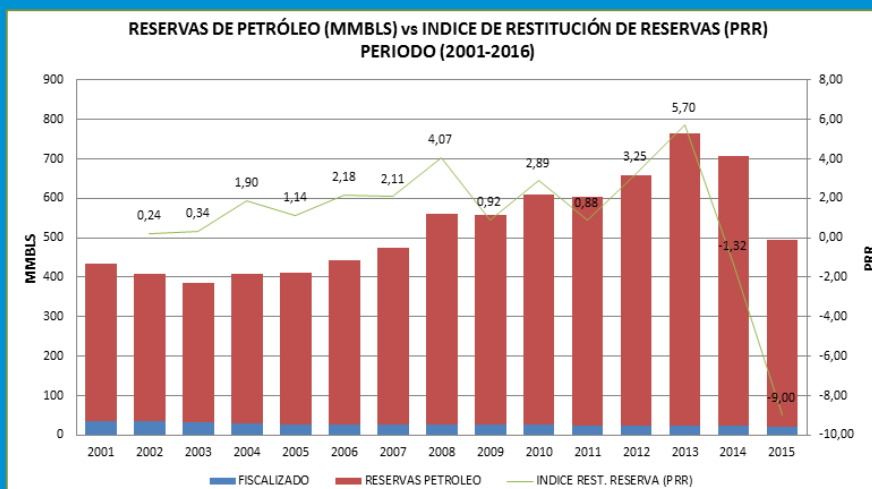
Fuente: PERUPETRO

### 6.4. Evolución de reservas (2001-2016) a nivel nacional

A finales del año 2014, disminuyó drásticamente el precio del crudo, contrayendo las inversiones en las actividades de la industria internacional como nacional, afectando el desarrollo de las actividades entre los años 2015 y 2016 como se puede observar en el indicador de restitución de reservas probadas con valores negativos.



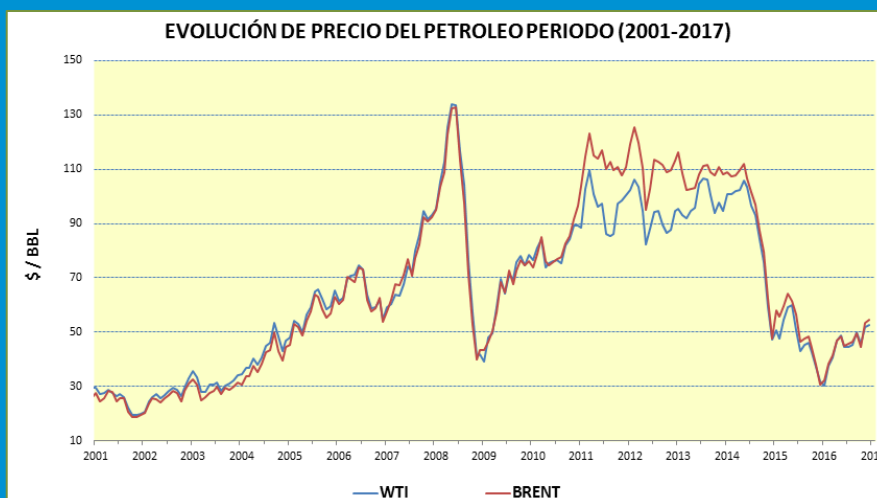
Fuente: MIINEM –DGH



Fuente: GUIA OSINERGMIN

### 6.5. Evolución de precio de petróleo periodo (2001-2017)

De acuerdo a la evaluación de los analistas mundiales de commodities (materias primas), la tendencia del precio del crudo entre los años 2017 a 2018, se estima una fluctuación entre 45 a 60 dólares por barril, las estadísticas indican que es un proceso cíclico y que, debe tender a una estabilización, alrededor de lo indicado. A la actualidad, no se vislumbra que ocurra a corto plazo.



Fuente: EIA (U.S ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION)

### 6.6. Comercialización de Diésel DB5 y B5 S-50

Mediante Resolución Ministerial N° 139-2012-MEM/DM se estableció la prohibición de usar y comercializar el Diesel B5 con un contenido de azufre mayor a 50 ppm, en los departamentos de Lima, Arequipa, Cusco, Puno, Madre de Dios y en la Provincia Constitucional del Callao. Posteriormente mediante Decreto Supremo N° 009-2015-MINAM, dicha prohibición se amplió a los departamentos de Junín, Tacna y Moquegua, a partir del 01 de enero de 2016.

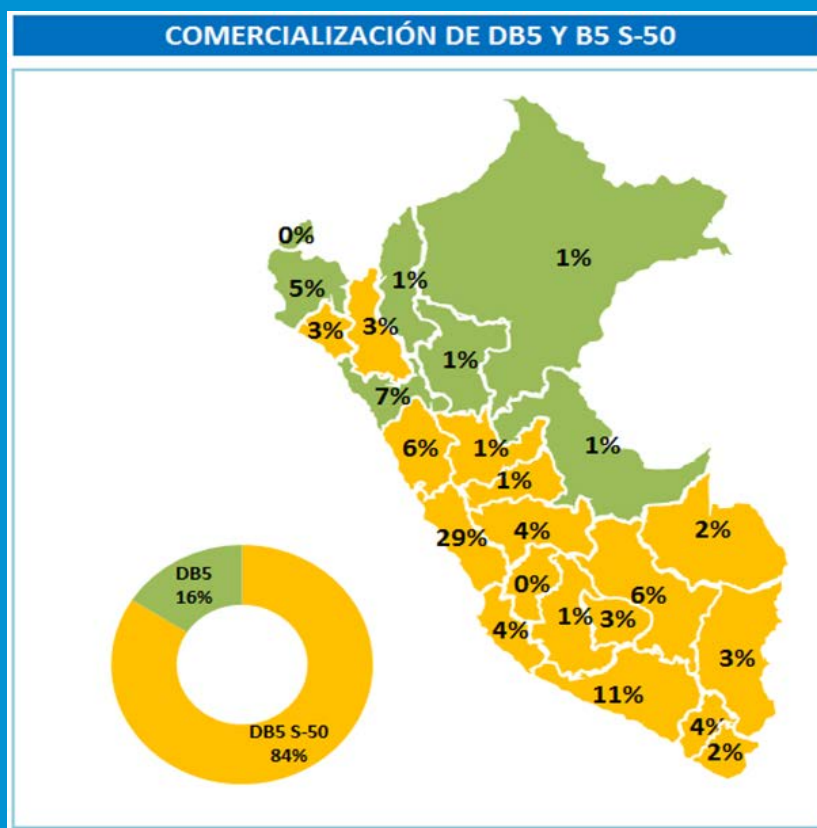
A través del Decreto Supremo N° 013-2016-MINAM, se creó el Grupo de Trabajo Multisectorial encargado de proponer medidas para mejorar la calidad del aire a nivel nacional vinculadas a las emisiones vehiculares.

Mediante Acta N° 01-GTMCAEVH/2016, de fecha 28 de octubre de 2016, el citado Grupo de Trabajo Multisectorial acordó aprobar, tomando aspectos económicos, ambientales y sociales, un cronograma para la comercialización y uso del Diesel B5 con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm, para su implementación a partir del 01 de enero de 2017 en los departamentos de Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco. A partir de la fecha indicada, las compras que se realicen de Diesel B5 deben tener un contenido de azufre no mayor a 50 ppm y en un plazo máximo de sesenta días el Diesel B5 que se comercialice y use en los departamentos indicados en el referido cronograma debe alcanzar el nivel de azufre permitido.

El Grupo de Trabajo Multisectorial, debe evaluar y proponer un nuevo cronograma para la comercialización y uso de Diesel con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm en los departamentos que aún no cuenten con dicha obligación. En diciembre del 2016, mediante Decreto Supremo N° 038-2016-EM se establece el cronograma para la comercialización y uso de Diésel con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm.

Tabla N° 9. Consumo de Diésel a nivel nacional

Normativa	Departamento	Consumo (MBD)	Consumo (MBD)	% Participación
RM N° 139-2012-EM	Lima	31.9	55.3	29%
	Cusco	6.3		6%
	Madre de Dios	1.8		2%
	Arequipa	11.4		11%
	Puno	3.8		3%
DS N° 009-2015-MINAM	Junín	4.0	10.3	4%
	Tacna	1.8		2%
	Moquegua	4.4		4%
DS N°038-2016-EM	Apurímac	3.2	25.6	3%
	Ancash	6.7		6%
	Huancavelica	0.3		0%
	Pasco	1.3		1%
	Ica	4.1		4%
	Ayacucho	1.5		1%
	Huánuco	1.0		1%
	Lambayeque	3.8		3%
	Cajamarca	3.7		3%
Departamentos no afectados a la obligatoriedad de comercializar DB5 S-50	Amazonas	0.7	17.3	1%
	La Libertad	7.5		7%
	Loreto	1.2		1%
	Piura	5.0		5%
	San Martín	1.3		1%
	Tumbes	0.2		0%
Ucayali	1.3	1%		
<b>DEMANDA TOTAL PAÍS (MBD)</b>		<b>108.4</b>	<b>108.4</b>	<b>100%</b>



## 7. Planeamiento

En la siguiente Tabla se muestra la ejecución del Plan Operativo de la DSHL, durante el mes de Enero de 2017:

Tabla N° 10. Plan Operativo DSHL

UNIDADES	A ENERO			TOTAL DE SUPERVISIONES - AÑO 2017		
	Programadas	Ejecutadas	% Ejecución	Programadas	Ejecutadas	% Ejecución
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	49	49	100%	627	49	7,8%
TRANSPORTE MARITIMO Y DUCTOS	68	68	100%	648	68	10,5%
PROCESAMIENTO	124	124	100%	912	124	13,6%
ALMACENAMIENTO	46	46	100%	547	46	8,4%

Elaboración Propia