

SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

FEBRERO 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 febrero 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 febrero se tienen vigente 25 contratos en exploración y 26 contratos vigentes en explotación (21 supervisados por la DSHL y 5 supervisados por la DSGN). El Contrato de Licencia del Lote 58 en fase de exploración concluyó el 14 de febrero y el 15 de febrero se dio inicio a la fase de explotación.

En las Tablas N° 1 y 2 se listan contratos en exploración y explotación, detallándose además las fechas de suscripción y término 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 ¹
	95	GRAN TIERRA ENERGY PERU S.R.L.	07/04/2007	27/12/2018 ¹
	116	PACIFIC STRATUS ENERGY S.A.	12/12/2006	18/04/2018 ²
	123	GRAN TIERRA ENERGY PERU S.R.L.	29/09/2006	28/02/2015 ²
	129	GRAN TIERRA ENERGY PERU S.R.L.	24/05/2007	26/05/2015 ²
	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 ⁵
SELVA CENTRAL	100	COMPAÑIA CONSULTORA DE PETROLEO S. A.	26/03/2004	23/08/2013 ⁴
	103	REPSOL EXPLORACION PERU	09/08/2004	13/09/2008 ⁴
	107	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU SAC	01/09/2005	10/07/2018 ⁴
	126	PETROMINERALES PERU S.A.	23/10/2007	20/12/2017
	133	PETROLIFERA PETROLEUM DEL PERU SAC	16/04/2009	14/12/2016 ³
SELVA SUR	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 ²
NOR-OESTE	XXI	GOLD OIL PERU SAC	04/05/2016	10/09/2017 ⁴
	XXII	BPZ EXPLORACION & PRODUCCION SRL	21/11/2007	05/06/2018
	XXIII	BPZ EXPLORACION & PRODUCCION SRL	22/11/2007	12/04/2019 ³
	XXVII	PETRO BAYOVAR INC., SUCURSAL DEL PERU	16/04/2009	14/06/2016 ²
	XXIX	RICOIL S. A.	18/09/2015	16/11/2022 ³
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 ⁴
	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 ⁴

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 ⁶
	67	PERENCO	13/12/1995	12/02/2031 ⁴
	192	PACIFIC STRATUS ENERGY	30/08/2015	08/09/2017 ⁴
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
	58	CNPC PERU S. A.	09/09/2005	08/09/2045
	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 ³
	III	GMP	31/03/2015	04/01/2045 ⁴
	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 ²
	XV	PETROLERA MONTERRICO	26/05/1998	25/05/2028 ³
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 ²

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	FEBRERO	AÑO PROGRAMADO 2017		
				PROGRAMADO	EJECUTADO	PORCENTAJE EJECUTADO (%)
1	III	GMP S.A	0	35	0	0%
2	IV	GMP S.A	3	30	10	33.30%
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	2	33.30%
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 febrero 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).

Los lotes de explotación que no tienen actividad son: el Lote 64, el Lote 67 se encuentra inoperativo por problemas en el ONP y debido al bajo precio del barril y finalmente el Lote Z-6.

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

1.4 Actividades de Supervisión y Fiscalización de Lotes y Plataformas

Lotes 8 (PLUSPETROL)

En lo que va del mes, se han transferido 159.54 MB de crudo a la Refinería Iquitos. El inventario de crudo en tanques del Lote 8, es de 233.46 MB.

El 12 de febrero se reiniciaron las actividades de producción en la batería 3 del campo Yanayacu. Se encuentra pendiente la rehabilitación de los pozos 133D y 34XC del campo Pavayacu

Lote 131 (CEPSA)

El 30 de enero CEPSA firmó contrato de venta de crudo con la empresa Petróleos del Perú S.A. para la Refinería Iquitos. Los tres pozos activos del Lote 131 reportan una producción de 3.06 MBPD. La producción acumulada en el mes es 81.32 MB. El Lote 131 actualmente no tiene capacidad de almacenamiento en la zona de producción.

El crudo es transportado por cisternas a Pucallpa, desde donde posteriormente es transportado por barcas a la Refinería de Iquitos

Lote 192 (PACIFIC STRATUS)

El Lote reinició parcialmente sus operaciones el 31 de enero, luego de estar paralizadas las operaciones desde el 24 de febrero del 2016.

El inventario de petróleo crudo en los tanques del Lote 192 es de 107.04 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 febrero de este año, se han visitado 13 plataformas en zonas del Litoral, Lobitos y Peña Negra.

El 21 de febrero se efectuó una visita de supervisión para verificar los trabajos realizados por SAVIA, producto de una suspensión de actividades de producción por alto riesgo, dando como resultado de la supervisión, la disposición del levantamiento de la medida de seguridad de suspensión de actividades de producción de hidrocarburos de la Plataforma 3B

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	Consorcio 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.

Mediante Mandato RCD N° 1917-2016-OS/CD el 06 febrero de 2017, Petroperú dio inicio al pase de la herramienta inteligente en el Ramal Norte del ONP, para lo cual inició el bombeo de crudo desde la Estación Andoas hacia la Estación 5.

Trabajos de Reparación y Operación

Durante el 2016 se realizaron 71 actos de supervisión asociadas al Oleoducto Norperuano. Durante el mes de enero se determinó los defectos de mayor riesgo que permitieron conocer las acciones de mitigación que debe realizar el operador para reiniciar la operación y los tramos que tendrían especial atención.

Durante el mes de febrero se supervisaron las reparaciones a lo largo del oleoducto y se continuará con esta labor 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.

Inspección interna del ramal norte mediante Herramienta Inteligente

Como parte del Programa de Inspección mediante herramienta inteligente, el 06 de febrero de 2017, Petroperú dio inicio al pase de la herramienta inteligente en el Ramal Norte del ONP, para lo cual inició el bombeo de crudo desde la Estación Andoas hacia la Estación 5. Las actividades de pase de la herramienta por el ducto del ORN, continúan suspendidas desde el 18 de febrero. Pacific continúa almacenando su producción para llegar al volumen necesario para impulsar las herramientas. El volumen total de crudo transferido desde la Estación Andoas fue de 145,925 Bls; recibiendo un volumen total de crudo de 139,267 Bls. en la Estación 5.



Válvulas de apertura crudo del ORN al TK-5D-03 (Estac. 5)

2.2.2 Incidentes registrados en los Tramos I y II del ONP

Tramo I- Km.15 y 24

Personal supervisor participó conjuntamente con personal de la empresa Petróleos del Perú S.A., en la inspección del Km. 15+300 y Km.24+880 realizado entre los días 13 y 15 de febrero de 2017.

En dicha supervisión se procedió al retiró de la grapa, para la inspección y caracterización de la zona afectada, evidenciándose que en ambos se produjo el corte por la acción con una herramienta de corte.

No hubo evidencia de corrosión exterior localizada cercana a la zona del corte. Se procederá con la finalización de la investigación de la causa de los derrames en estos dos puntos.



Km. 15+300: Corte pasante de 14 cm, cerca de la Junta



Km.24+880: Corte Pasante de 22cm a 2.23 m de la Junta

2.2.3 Incidentes registrados en ductos

Derrame e incendio en Ducto de 8" – Maple Gas (Pucallpa)

La empresa Maple Gas reportó el 01 de febrero, sobre un afloramiento de gasolina natural en el ducto de 8" que va de Refinería Pucallpa – Pucapillo.

El día 03 de febrero se realizó los trabajos de reparación con equipo de buceo y en presencia de personal supervisor.

Finalmente el 05 de febrero, la empresa Maple Gas logró retirar la conexión clandestina (niple y válvula de ½"), sobre el ducto de 8". Se procedió a la colocación de la grapa temporal de refuerzo sobre la zona afectada quedando listo para reiniciar operación del Ducto.



Zona del evento en Pucallpa



Conexión Clandestina sobre el ducto de 8"

2.2.4 Actividades de supervisión de ductos en Lote

Lote 8 (Pluspetrol)

El 01 de febrero, la Empresa Supervisora realizó una visita operativa a las instalaciones del lote 8 operado por la empresa Pluspetrol Norte, con la finalidad de verificar el estado actual de los ductos en dicha instalación.



Conexión Clandestina sobre el ducto de 8"

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

En febrero del 2017, la empresa supervisora realizó una visita operativa al B/T Amazonas y B/T Urubamba; con la finalidad de verificar lo reportado por dicha empresa.



Pruebas del Sistema Contraincendios
del B/T Amazonas



B/T Amazonas - Empresa Naviera
Transoceánica



Pruebas del Sistema Contraincendios
del B/T Urubamba



B/T Urubamba – Empresa Naviera
Transoceánica

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 Diésel (contenido máximo de 50 ppm de azufre). El avance del proyecto a febrero es:

Avance del Proyecto: El avance global del proyecto al 28.02.2017 es de 55.19% vs el 55.23% programado.

Avance en Ingeniería: 98.41% real vs 96.14% programado.

Avance en Procura: 90.26% real vs 90.55% programado.

Avance en Construcción: 50.02% real vs 55.15%

El monto desembolsado acumulado a la fecha por el contrato EPC a la empresa Técnicas Reunidas es de 1,643 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., Solgas 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 febrero se detalla a continuación:

Zeta Gas Andino S.A.

- DICAPI emitió la Resolución que aprueba la reserva de uso de área acuática.
- Se tiene retrasos en diferentes instancias estatales a efectos de obtener permisos, licencias y autorizaciones.
- La ampliación del Estudio de Impacto Ambiental vence en mayo, lo cual retrasaría de forma sustancial la ejecución de este proyecto, dado que no se efectuaran inversiones hasta que no se cuente con los permisos requeridos.



Terreno donde se construirán las esferas

Solgas (Planta de GLP de Ventanilla)

- Según el Plan de Adecuación de la empresa, actualizado a enero de 2017, la ejecución del plan se encuentra dentro del plazo aprobado por el Osinergmin.
- La buena pro fue aplazada, las propuestas



Zona donde se construirá esfera de GLP

presentadas para la construcción de la nueva esfera de GLP, están en la fase final de la evaluación.

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

- Petroperú informó que la acción de amparo y cautelares en relación a la devolución por parte de la SBN del terreno para el proyecto de ampliación, les ha sido favorable.
- Conforme a lo previsto en su Contrato de Operación de los Terminales, la posibilidad de instalar esferas de GLP se ha tratado como Inversión Adicional.



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. Actividades de Supervisión y Fiscalización de Plantas Envasadoras de GLP

Planta Envasadora Shilcayo Grifo – San Martín

La capacidad de almacenamiento de la planta es de 50,000 galones y posee un sistema de llenado automático mediante carrusel provisto de 24 balanzas electrónicas para envasado.

El 14 de febrero se emitió el Acta dando conformidad al cumplimiento normativo de la planta envasadora de GLP y el 26 de febrero fue emitida su Ficha de Registro, con lo cual está habilitada para iniciar sus operaciones



Zona de Almacenamiento y Plataforma de Envasado

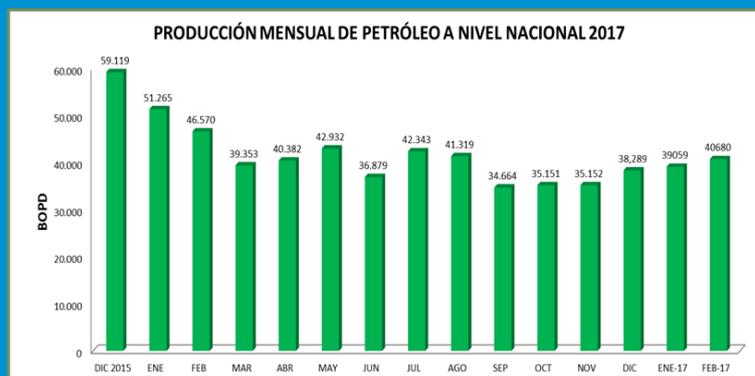
Planta Envasadora GLP - Juliaca

Luego de realizar una visita de supervisión, el 22 de febrero se levantó la suspensión temporal de operaciones dos (02) tanques estacionarios con capacidad de almacenamiento de 30,000 galones de GLP de la Planta, medida emitida el 03 de febrero.

5. ESTADÍSTICAS E INDICADORES EN HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

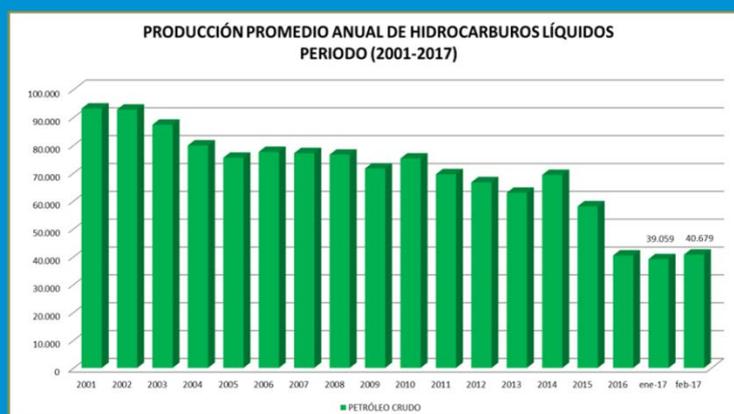
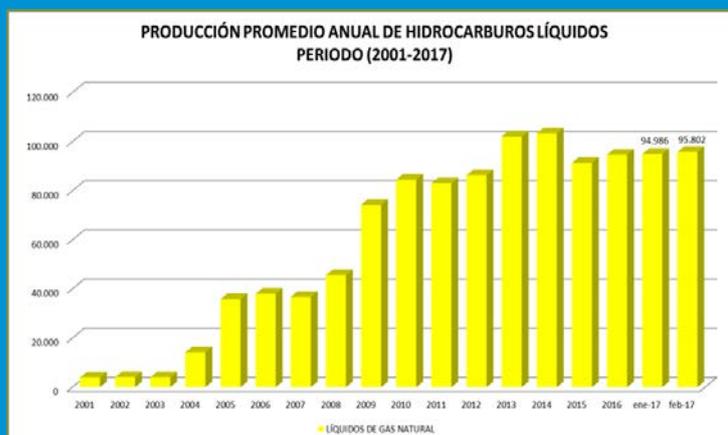
5.1 Producción de Petróleo Crudo y Líquidos de Gas Natural

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.

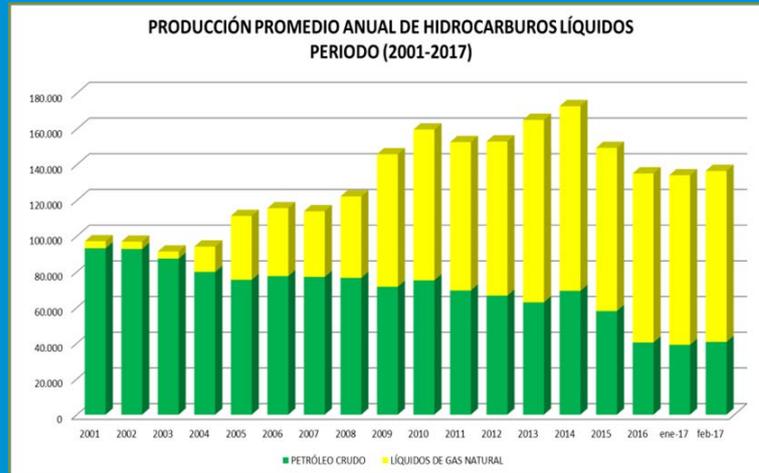


Fuente: PERUPETRO

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



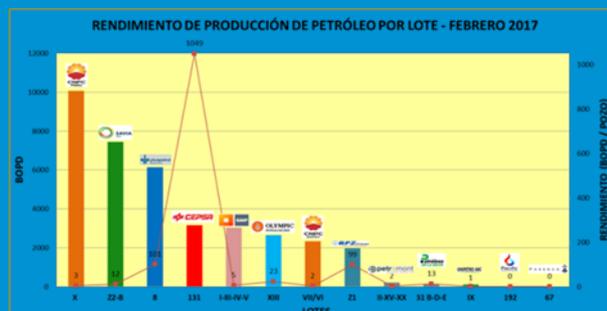
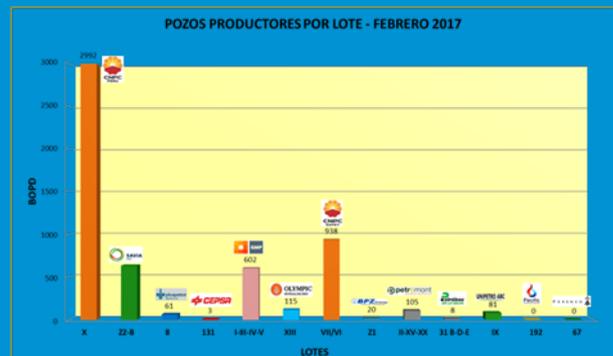
Fuente: PERUPETRO

5.2 Indicadores de producción por lote (BOPD)

Los indicadores de rendimiento miden el promedio de la producción mensual por operadora (BOPD) entre el promedio anual de pozos activos. Para el caso del Lote 131 con 3 pozos activos tiene un rendimiento de 1049 BPD/pozo como el más alto en el año, mientras que el Lote IX tiene un rendimiento de 1 BPD/pozo uno de los más bajos.



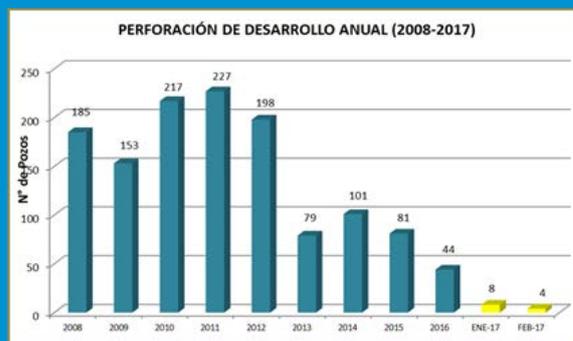
Fuente: PERUPETRO, RESPRO



Fuente: PERUPETRO, RESPRO

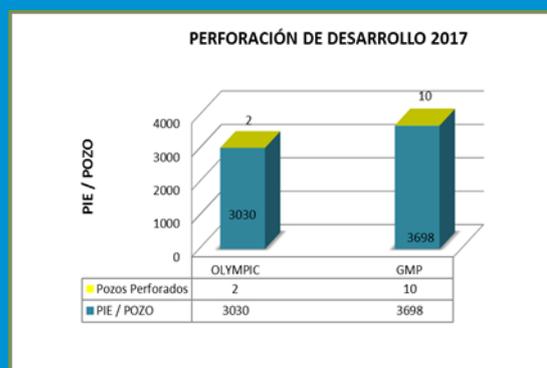
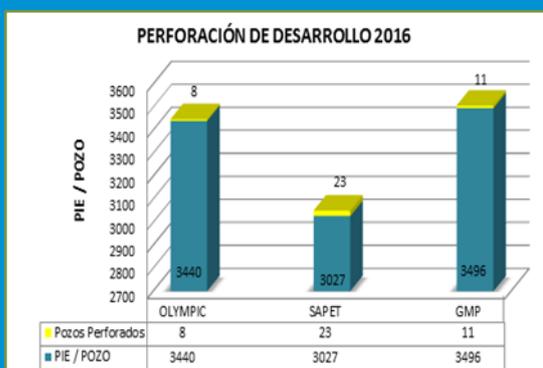
5.3 Actividad de Perforación 2017

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. En lo que va del 2017 aún no se han registrado actividades de perforación en explotación.



Fuente: PERUPETRO

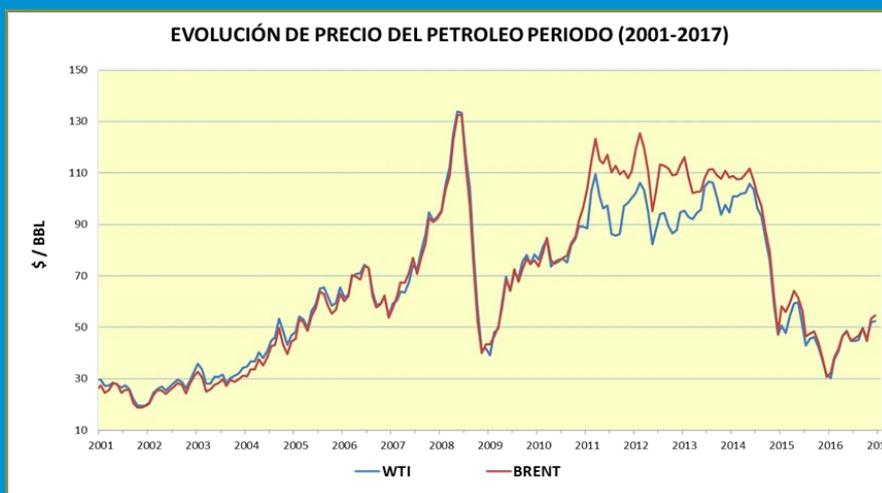
Sin embargo, en el último trimestre del año, en el Noroeste se reiniciaron gradualmente las actividades de perforación en los Lotes: IV (GMP), VII-VI (SAPET) y XII (OLYMPIC). Como indicador técnico se presenta el rendimiento de pie perforado por pozo, con una media de 3320 pies/pozo para las tres operadoras.



Fuente: PERUPETRO

5.4 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)

5.5 Comercialización de Diésel DB5 y B5 S-50

Conforme a la normativa vigente, el 85% del consumo de Diésel en el mercado local corresponde al Diésel B5 S50 (Diésel con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm) y un 15% corresponde aún al consumo de un Diésel con un contenido de azufre de hasta 5000 ppm.

Cabe recordar que 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, encargado de evaluar y proponer un nuevo cronograma para la comercialización y uso de Diésel con un contenido de azufre no mayor a 50 ppm en los departamentos que aún no cuenten con dicha obligación.

Tabla N° 8. Consumo de Diésel a nivel nacional

Normativa	Departamento	Consumo (MBD)	Consumo (MBD)	% Participación
RM N° 139-2012-EM	Lima	32,8	61,4	29%
	Cusco	6,6		6%
	Madre de Dios	2,0		2%
	Arequipa	15,6		14%
	Puno	4,3		4%
DS N° 009-2015-MINAM	Junín	3,9	10,0	3%
	Tacna	2,0		2%
	Moquegua	4,1		4%
DS N°038-2016-EM	Apurímac	3,3	25,3	3%
	Ancash	6,3		6%
	Huancavelica	0,3		0,3%
	Pasco	1,3		1%
	Ica	4,1		4%
	Ayacucho	1,6		1%
	Huánuco	1,1		1%
	Lambayeque	3,6		3%
	Cajamarca	3,7		3%
Departamentos no afectados a la obligatoriedad de comercializar DB5 S-50	Amazonas	0,7	17,6	1%
	La Libertad	7,2		6%
	Loreto	1,7		1%
	Piura	4,7		4%
	San Martín	1,5		1%
	Tumbes	0,2		0,2%
	Ucayali	1,6		1%
DEMANDA TOTAL PAÍS (MBD)		114,3	114,3	100%

Fuente: SCOP (Información correspondiente a Feb 2017)

6 Planeamiento

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

Tabla N° 9. Plan Operativo DSHL

UNIDADES	A FEBRERO			TOTAL DE SUPERVISIONES - AÑO 2017		
	PROGRAMADAS	EJECUTADAS	% EJECUCIÓN	PROGRAMADAS	EJECUTADAS	% EJECUCIÓN
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN	90	90	100%	627	139	22,2%
TRANSPORTE MARITIMO Y DUCTOS	64	64	100%	648	132	20,4%
PROCESAMIENTO	107	107	100%	912	231	25,3%
ALMACENAMIENTO	55	55	100%	547	101	18,5%

Elaboración Propia