

**DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS**

**RESUMEN EJECUTIVO**

# LIBRO ANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS

**AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018**



**PERÚ**

**Ministerio  
de Energía y Minas**



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

### RESUMEN EJECUTIVO

# LIBRO ANUAL DE RECURSOS DE HIDROCARBUROS

## AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018



#### DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS:

**Ing. Erick García Portugal**

Director General de Hidrocarburos

**Ing. Patricia Sagástegui Arangurí**

Directora de Exploración y Explotación de Hidrocarburos

**Ing. David Quispe Figueroa**

Asesor de la Dirección General de Hidrocarburos

**Br. Luis Quinto Ancieta**

Evaluador Técnico de la Dirección General de Hidrocarburos

#### COLABORADORES:

Consultora GESTUM TOTAL E.I.R.L.

MSc. César Montes Adrianzén – Coordinador

MSc. Pedro Zegarra Sánchez – Ingeniero de Reservorios

Ing. Rigoberto Rojas Gallo – Ingeniero de Reservorios



## TABLA DE CONTENIDOS

<b>MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS</b> .....	<b>1</b>
<b>I. Definiciones alineadas a la SPE/WPC/AAPG/SPEE "SPE-PRMS 2018"</b> .....	<b>3</b>
<b>II. Definición de Indicadores de Gestión de Reservorios</b> .....	<b>4</b>
<b>III. Resumen</b> .....	<b>6</b>
<b>IV. Introducción</b> .....	<b>8</b>
<b>V. Metodología para la estimación de recursos</b> .....	<b>9</b>
<b>VI. Estadística de exploración y explotación de hidrocarburos</b> .....	<b>10</b>
VI.1 PRECIO DEL PETRÓLEO .....	10
VI.2 PRECIO DEL GAS NATURAL.....	10
VI.3 CONTRATOS PETROLEROS, PERIODO 2009 – 2018.....	11
VI.4 POZOS PERFORADOS PERIODO 2009-2018.....	12
VI.5 PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO PERIODO 2009 – 2018.....	14
VI.6 PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL PERIODO 2009 – 2018.....	16
VI.7 PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL PERIODO 2009 – 2018 .....	16
VI.8 INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION PERIODO 2009 – 2018.....	17
<b>VII. Reservas y Recursos de Petróleo</b> .....	<b>17</b>
VII.1 RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO .....	18
VII.2 RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE PETRÓLEO .....	19
VII.3 RECURSOS CONTINGENTES DE PETRÓLEO .....	20
VII.4 RECURSOS PROSPECTIVOS DE PETRÓLEO .....	21
<b>VIII. Recursos de Gas Natural</b> .....	<b>26</b>
VIII.1 RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL .....	26
VIII.2 RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE GAS NATURAL.....	27
VIII.3 RECURSOS CONTINGENTES Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS NATURAL.....	28
VIII.4 RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS NATURAL .....	29
<b>IX. Recursos de líquidos de gas natural</b> .....	<b>34</b>
IX.1 RESERVAS PROBADAS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL .....	34
IX.2 RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL.....	35
IX.3 RECURSOS CONTINGENTES DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL .....	36
IX.4 RECURSOS PROSPECTIVOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL.....	37
<b>X. Indicadores de Gestión de Reservas 2017 – 2018</b> .....	<b>40</b>
X.1 INDICE DE REPOSICIÓN DE RESERVAS (IRR) .....	41
X.2 INDICE DE COMPROBACIÓN DE RESERVAS (ICR) .....	42
X.3 INDICE DE DESARROLLO DE RESERVAS (IDR).....	43
X.4 AUTONOMÍA DE RESERVAS (AR).....	44
X.5 FACTOR DE RECUPERACIÓN ACTUAL (FRa) .....	45



## I. Definiciones alineadas a la SPE/WPC/AAPG/SPEE "SPE-PRMS 2018"<sup>1</sup>

- **Reservorio:** *"Una formación de roca subterránea que contiene una acumulación natural individual y separada de hidrocarburo movable que está confinado por rocas/formaciones impermeables y está caracterizado por un sistema de presión única."*
- **Yacimiento:** *"Un área que consiste de un reservorio o múltiples reservorios todos agrupados, o relacionados con, la misma característica estructural geológica individual y/o condición estratigráfica. Puede haber dos o tres reservorios en un yacimiento que están separados verticalmente por la roca impermeable interviniente, lateralmente por barreras geológicas locales, o ambas. El término puede ser definido en forma diferente por las autoridades reguladores individuales."*
- **Reservas:** *"Las reservas son aquellas cantidades de petróleo y gas natural que se anticipan como recuperables comercialmente mediante **proyectos de desarrollo** en acumulaciones conocidas, desde una cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Las Reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben haber sido descubiertas, ser recuperables, ser comerciales y estar remanentes (a la fecha de evaluación) basadas en los proyectos de desarrollo aplicados."*
- **Reservas Probadas:** *"Las Reservas Probadas son aquellas cantidades de petróleo y gas natural, las cuales mediante el análisis de datos de geociencias y de ingeniería, pueden estimarse con certeza razonable a ser recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentación gubernamental definidas."*

*"Si se usan los métodos probabilísticos, debería haber por lo menos 90% de probabilidad de que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán las estimaciones."*

- **Reservas Desarrolladas:** *"Las Reservas Desarrolladas son las cantidades que se espera sean recuperadas mediante los pozos e instalaciones existentes."*
- **Reservas Desarrolladas en Producción:** *"Las Reservas Desarrolladas en Producción son las que se espera recuperar de los intervalos de terminación que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación"*
- **Reservas Desarrolladas No en Producción:** *"Las reservas desarrolladas no en producción incluyen las reservas en pozos cerrados y detrás de la tubería."*
- **Reservas No Desarrolladas:** *"Las Reservas No Desarrolladas son cantidades que se espera recuperar en inversiones futuras: (1) de nuevos pozos en lugares no perforados en acumulaciones conocidas, (2) de ahondar pozos existentes a un diferente (pero conocido) reservorio, (3) de pozos de relleno (infill) que incrementarán la recuperación, o (4) en casos en los que se requiere un gasto*

<sup>1</sup> De acuerdo al TdR, validez del SPE-PRMS 2018 a Diciembre 2018.

*relativamente grande (ejemplo: cuando se compara el costo de perforación de un nuevo pozo) para (a) re-terminar un pozo existente o (b) montar instalaciones de producción o transporte para proyectos de recuperación primaria o mejorada"*

- **Reservas Probables** *"Las Reservas Probables son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería indica que son menos probables de ser recuperadas, comparadas con las Reservas Probadas, pero más ciertas de recuperarse que las Reservas Posibles."*

*"Cuando se utilizan métodos probabilistas, debería existir por lo menos una probabilidad de 50% de que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P."*

- **Reservas Posibles:** *"Las Reservas Posibles son aquellas Reservas adicionales en las cuales el análisis de los datos de geociencias y de ingeniería sugiere que son menos probables a ser recuperadas, que las Reservas Probables."*

*"Cuando se utilizan los métodos probabilistas, debería existir por lo menos una probabilidad de 10%, de que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P."*

- **Recursos Contingentes:** *"Aquellas cantidades estimadas de petróleo y gas natural, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero los proyectos que pudieran ser aplicados aún no se consideran lo suficientemente maduros para un desarrollo comercial, debido a una o más contingencias."*

- **Recursos Prospectivos:** *"Las cantidades de petróleo y gas natural estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones aun no descubiertas."*



- **PRMS-SPE:** *Sistema de Gestión de los Recursos de Petrolíferos auspiciado por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (Society of Petroleum Engineers, SPE), Consejo Mundial del Petróleo (World Petroleum Council, WPC), Asociación Norteamericana de Geólogos Petroleros (American Association of Petroleum Geologists, AAPG), Sociedad de Ingenieros Evaluadores de Recursos de Petróleo (Society of Petroleum Evaluation Engineers, SPEE)*



- **PRMS:** *Petroleum Resources Management System*

## II. Definición de Indicadores de Gestión de Reservorios

Con la Finalidad de gestionar adecuadamente las reservas y recursos de petróleo y gas del país, la DGH-MINEM ha incorporado el uso de los siguientes indicadores de gestión de reservas:

- **Índice de Reposición de Reservas (IRR):**  
Indica el grado en el que la producción del año ha sido restituida y/o incrementada mediante la adición de Reservas Probadas (Reservas 1P) por nuevos proyectos, respecto a lo del año anterior.

- Índice de Comprobación de Reservas (ICR):  
Indica que tanto de Reservas 3P son categorizadas como Reservas Probadas (Reservas 1P).
- Índice de Desarrollo de Reservas (IDR):  
Indica el grado en el que se han venido desarrollando las reservas que han sido categorizadas como Reservas Probadas.
- Índice de Autonomía de Reservas (IAR):  
Muestra cuantos años durarán las reservas probadas a la tasa de pronóstico de producción prevista para el año siguiente.
- Factor de Recobro Actual (FR Actual):  
Muestra que porcentaje de los volúmenes originalmente in situ de hidrocarburos han sido recuperados hasta la fecha de evaluación.
- Factor de Recobro Final (FR Final):  
Muestra que porcentaje de los volúmenes originalmente in situ de hidrocarburos se recuperarán hasta el límite económico.

## UNIDADES UTILIZADAS

BCF	Billones americanos de pies cúbicos ( $10^9$ pies cúbicos)
TCF	Trillones americanos de pies cúbicos ( $10^{12}$ pies cúbicos)
MMSTBOE	Millones de barriles de petróleo equivalente en condiciones estándar (1 barril de petróleo = 6000 pies cúbicos de gas).
STB	Barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar.
MSTB	Miles de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar.
MSTBD	Miles de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar por día.
MMSTB	Millones de barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar.
STBD	Barriles de petróleo fiscalizado a condiciones estándar por día.
MMSCFD	Millones de pies cúbicos a condiciones estándar por día.
Punto (.)	Para decimales
Coma (,)	Para Miles

*NOTA: Cualquier diferencia en las cifras mostradas en la tabla precedente y las que se indican en las páginas siguientes, se debe a que las operaciones aritméticas se llevaron a cabo con 3 a más decimales.*

### III. Resumen

El Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos, preparado por la Dirección General de Hidrocarburos – MINEM, toma como referencia los principios y lineamientos definidos en el “Sistema de Gestión de Recursos de Petrolíferos” PRMS 2018. Las estimaciones de las reservas y recursos están basadas en la información declarada por las operadoras en los informes de reservas y en criterios técnicos económicos definidos por la DGH y están referidas al 31 de diciembre del 2018.

Las reservas probadas de petróleo, a nivel país, han sido estimadas en 344.501 MMSTB. Respecto al año 2017 las reservas han incrementado en 5.239 MMSTB principalmente por reclasificaciones de volúmenes de recursos contingentes a reservas probadas. El Índice de reposición de reservas probadas de petróleo ha sido de +1.28.

Las reservas probadas de gas natural han sido estimadas en 10.604 TCF y respecto al 2017 han disminuido en 2.271 TCF. Las Reservas Probadas de líquidos del gas natural, han sido estimadas en 514.389MMSTB y respecto al 2017 han disminuido en 131.425 MMSTB. Las reservas probadas de gas y líquidos de gas natural han disminuido debido a la reducción de los volúmenes técnico-económicos en los Lotes 88 y 56. El Índice de reposición de reservas de gas natural al 2018 ha sido de - 3.86 y el índice de reposición de reservas de líquidos de gas natural al 2018 ha sido de -3.21.

Las Reservas no probadas (probables más posibles), han sido estimadas en 315.916 MMSTB de petróleo, 3.519 TCF de gas natural y 181.140 MMSTB de líquidos de gas natural.

La Tabla N° 1 muestra el resumen de las reservas de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural estimadas al 31 de diciembre del 2018.

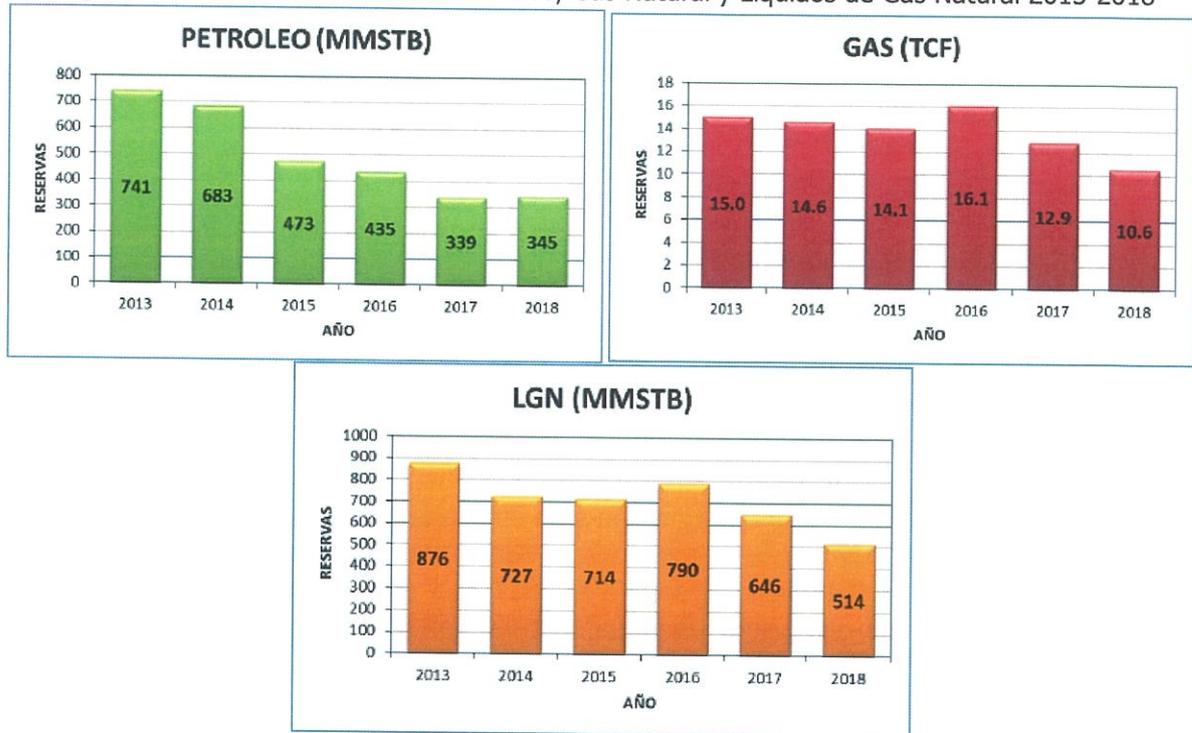
**Tabla N° 1.** Reservas de Hidrocarburos al 31 de diciembre 2018

RESERVAS DE HIDROCARBUROS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018			
TIPO DE HIDROCARBUROS	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES
PETRÓLEO, MMSTB	344.50	77.17	238.75
LÍQUIDOS DE GAS NATURAL, MMSTB	514.39	96.50	84.66
TOTAL HIDROCARBUROS LÍQUIDOS, MMSTB	858.89	173.64	323.41
GAS NATURAL, TCF	10.60	1.91	1.60
TOTAL PETRÓLEO EQUIVALENTE, MMSTBOE	<b>2,626.26</b>	<b>492.70</b>	<b>590.89</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Los bajos niveles de precios del petróleo y gas natural registrados desde junio 2014 hasta el 2016 han generado reducciones significativas en las inversiones, ingresos y reservas de hidrocarburos de las empresas y del Estado, sin embargo en el 2017 y 2018 el precio del petróleo incrementó en 50% aproximadamente haciendo que las inversiones, pozos perforados y producción de petróleo se incrementen.

La Figura N° 1 muestra las reservas probadas de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural de los últimos 6 años (2013-2018).

**Figura N° 1. Reservas Probadas Petróleo, Gas Natural y Líquidos de Gas Natural 2013-2018**


Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Los Recursos Contingentes, 2C, al 31 de diciembre del 2018, han sido estimados en 788.782 MMSTB de petróleo, 129.096 MMSTB en líquidos de gas natural y 5.310 TCF de gas natural. Respecto al 2017 los recursos contingentes 2C de petróleo han disminuido en 20.72%, debido principalmente a la re-clasificación de recursos contingentes a reservas en el Lote 67 y 95, en gas natural también han disminuido en 4.12%.

Los Recursos Prospectivos de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2018, han sido estimados en 23,143.955 MMSTB de petróleo, 859.689 MMSTB de líquidos de gas natural y 30.996 TCF de gas natural.

En la Tabla N° 2 muestra el resumen de recursos contingentes y prospectivos para el año 2018.

**Tabla N° 2. Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre 2018**

RECURSOS DE HIDROCARBUROS AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2018		
TIPO DE HIDROCARBUROS	CONTINGENTES	PROSPECTIVOS
PETRÓLEO, MMSTB	788.78	23,143.95
LÍQUIDOS DE GAS NATURAL, MMSTB	128.10	859.69
TOTAL HIDROCARBUROS LÍQUIDOS, MMSTB	917.88	24,003.64
GAS NATURAL, TCF	5.31	31.00
<b>TOTAL PETRÓLEO EQUIVALENTE, MMSTBOE</b>	<b>1,802.86</b>	<b>29,169.69</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Las Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos están asociados a los 13 contratos de exploración, 27 contratos de Explotación y a las Áreas No Operadas.

#### IV. Introducción

El Libro Anual de Reservas y Recursos 2018, preparado por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del Ministerio de Energía y Minas, tiene como objetivo informar las cifras oficiales de reservas, recursos contingentes y prospectivos de hidrocarburos de los Lotes ubicados en las diferentes Cuencas del país estimadas al 31 de diciembre del 2018, así como las variaciones ocurridas respecto al año 2017. Las estimaciones toman como referencia los principios y lineamientos definidos en el "Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos" PRMS 2018, y están basadas en la información proporcionada por las Operadoras.

El capítulo V del presente Libro muestra la metodología y consideraciones técnicas económicas seguidas por la DGH en la estimación de reservas y recursos de cada uno de los Lotes agrupados en: Zócalo, Costa, Sierra, Selva Norte, Selva Central y Selva Sur. Las consideraciones técnicas económicas de la DGH están basadas en los límites de contrato y económico establecidos por las Operadores y también en límites técnico-económico definidos por la DGH.

En el capítulo VI se presentan las estadísticas de los últimos 10 años relacionadas a la exploración y explotación de petróleo y gas natural en el país. Las estadísticas muestran un aumento de las inversiones, cantidad de pozos perforados y producción de petróleo. Sin embargo, ha habido una disminución sostenida de años anteriores debido a la conjunción de bajos precios del petróleo, altos costos operativos, alto régimen fiscal y la frecuencia de fallas del Oleoducto Norperuano.



En el capítulo VII se muestran los inventarios de reservas probadas, probables, posibles, recursos contingentes y prospectivos de petróleo para cada uno de los lotes bajo contratos vigentes, así como para las áreas no operadas. Se muestra también el análisis de las principales variaciones en las reservas y recursos de cada una de las zonas que agrupan a los diferentes lotes. El inventario muestra una continua disminución de las reservas de petróleo en los últimos 4 años debido a las razones explicadas anteriormente.



Los capítulos VIII y IX del presente Libro muestran el inventario de reservas probadas, probables, posibles, recursos contingentes y prospectivos de gas natural y líquidos del gas natural respectivamente, para cada uno de los lotes bajo contrato y para las áreas no operadas. Se muestra el análisis de las principales variaciones en las reservas y recursos de cada una de las áreas que agrupan a los diferentes lotes.



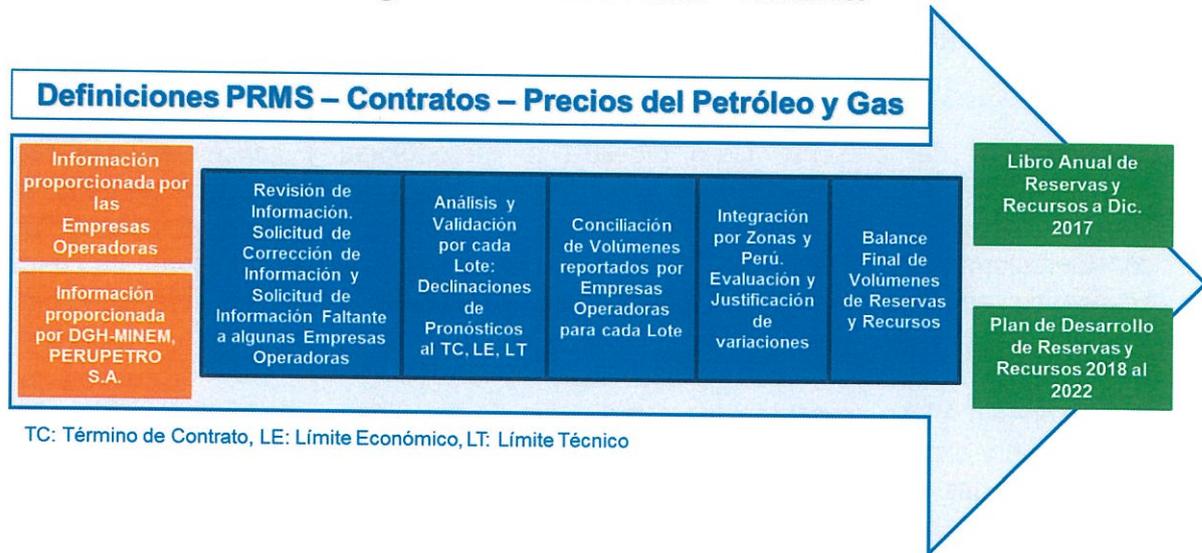
Finalmente, el capítulo X del Libro muestra los indicadores de gestión de reservas. Los indicadores de reposición, desarrollo, comprobación y autonomía de reservas son relaciones calculadas en base a los volúmenes estimados de las diferentes categorías de reservas y de la producción anual de petróleo, gas natural y líquidos del gas natural. El Índice de Reposición de reservas de petróleo para el año 2018 ha sido positivo (+1.28), sin embargo el índice para gas natural continúa siendo negativo (-3.86) y el índice para líquidos de gas natural también continúa siendo negativo (-3.21).

Finalmente, el capítulo XI muestra un resumen ejecutivo por Lote detallando las reservas y recursos de cada uno, conciliación de reservas y recursos, producción histórica e indicadores de gestión.

## V. Metodología para la estimación de recursos

Para el estimado de reservas y recursos de petróleo y gas natural se consideró un proceso de análisis y evaluación el cual fue establecido por la DGH-MINEM en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos a Dic. 2016, mostrado en el Figura N° 2.

Figura N° 2. Análisis Técnico – Económico



**Fuente:** DGH-MINEM – Modificado y actualizado por Gestum Total E.I.R.L

El proceso de recopilación de datos de reservas y recursos proviene de dos fuentes de información tal como la DGH-MINEM lo menciona en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos Dic. 2017:

- Información declarada por las empresas en los Informes de Reservas de cada uno de los lotes y en las preguntas y respuestas efectuadas en las presentaciones de las empresas contratistas, llevadas a cabo en las oficinas de la DGH-MINEM.
- Información de los Libros de reservas de años anteriores al 2018.

El análisis técnico económico ha sido efectuado en cinco etapas, iniciándose con la revisión y validación de la información recibida y terminando en el inventario final de los volúmenes de reservas y recursos de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural para cada uno de los lotes y áreas no operadas. En el proceso de análisis técnico económico se ha tomado en cuenta los principios del PRMS en cuyo documento establece que:

- "Las definiciones y pautas están diseñadas para proveer una referencia común para la industria petrolera internacional, incluyendo agencias nacionales reguladoras y receptoras de informes o declaraciones legalmente requeridos y para apoyar los requerimientos de los proyectos petrolíferos y de gestión de portafolios comerciales. Su intención es brindar mayor claridad en las comunicaciones globales relacionadas con recursos petrolíferos".*

- "La estimación de las cantidades de recursos petrolíferos involucra la interpretación de volúmenes y valores que tienen un cierto grado inherente de **incertidumbre**. Estas cantidades están asociadas con **proyectos de desarrollo** en diferentes etapas de diseño e implementación. El uso de un sistema uniforme de clasificación mejora las comparaciones entre proyectos, grupos de proyectos y los portafolios integrales de las compañías de acuerdo con los pronósticos de producción y las recuperaciones. Dicho sistema debe considerar tanto factores técnicos como comerciales que impacten en la factibilidad económica del proyecto, su vida productiva y los flujos de efectivo relacionados".

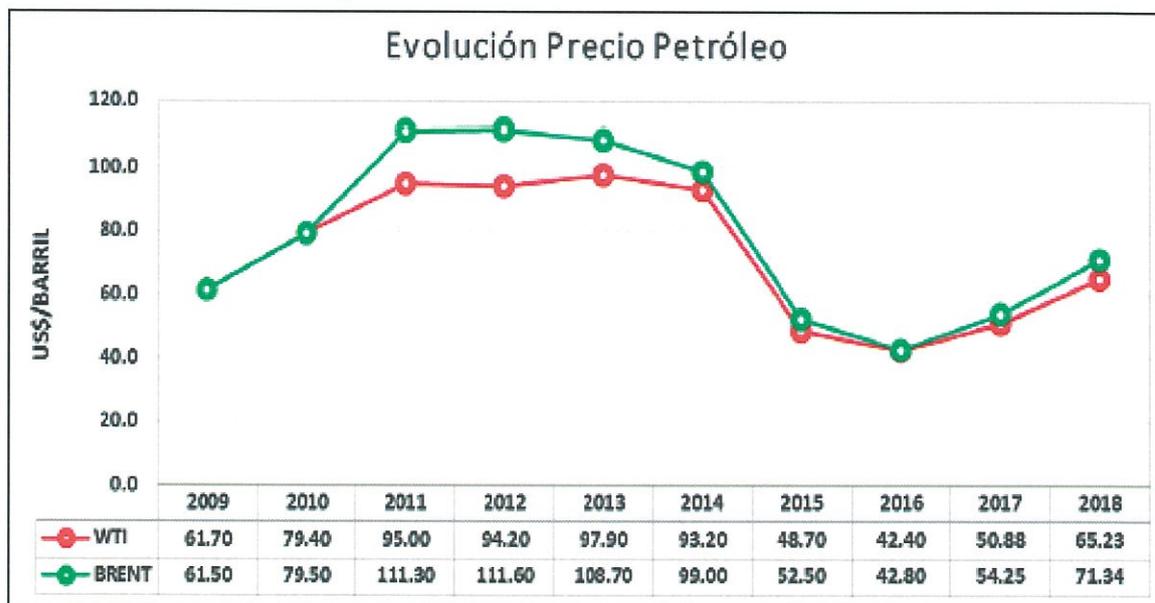
## VI. Estadística de exploración y explotación de hidrocarburos

Las estadísticas mostradas para el periodo 2009 – 2018, reflejan el estado actual de la industria y muestran también las tendencias que se vienen generando en los últimos años en las variables que dinamizan la industria.

### VI.1 PRECIO DEL PETRÓLEO

En el año 2018 el precio del petróleo muestra una mejora con respecto a los 3 años previos, pasó de niveles de 45 US\$/barril en promedio el 2015-2016, a un promedio de 65 US\$/barril en el 2018. En la Figura N° 3 se muestra la evolución del precio del petróleo del año 2009 al año 2018 para los marcadores WTI y Brent.

Figura N° 3. Evolución del Precio del Petróleo



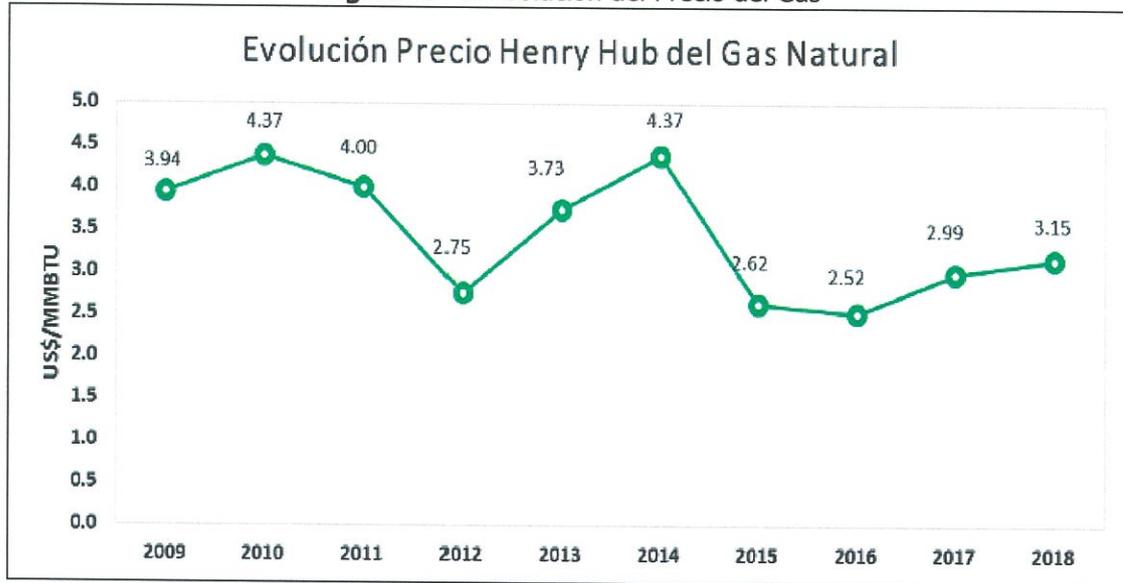
Fuente: EIA / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

### VI.2 PRECIO DEL GAS NATURAL

En el año 2018 el precio del Henry Hub muestra una mejora con respecto a los 3 años previos, pasó de niveles de 2.6 US\$/MMBTU en promedio el 2015-2016, a un promedio de 3.15 US\$/MMBTU en el 2018. En la Figura N° 4 se muestra la evolución del precio del gas del año 2009 al año 2018 para los marcadores del Henry Hub.



**Figura N° 4. Evolución del Precio del Gas**

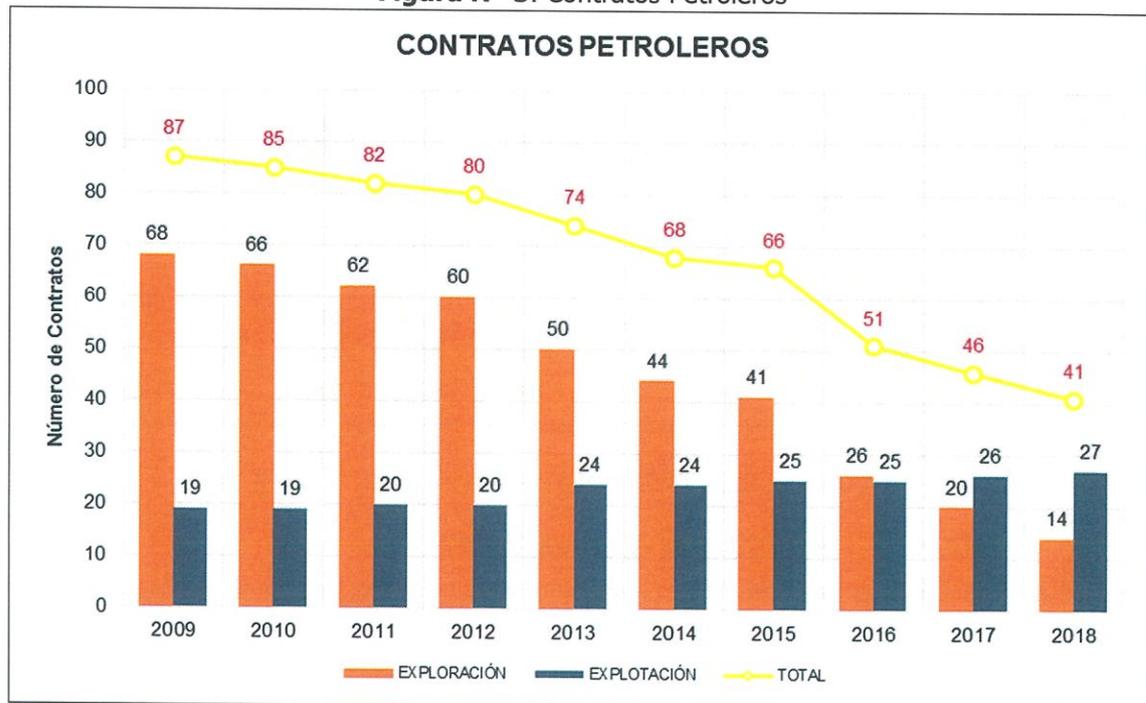


Fuente: EIA / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**VI.3 CONTRATOS PETROLEROS, PERIODO 2009 – 2018**

Los contratos petroleros alcanzaron un máximo de 87 en el año 2009, para el año 2018 han disminuido a 40. La mayor disminución ha ocurrido en el número de contratos de exploración que han pasado de 20 a solo 13. (Gráfico)

**Figura N° 5. Contratos Petroleros**



Fuente: Perupetro S.A. / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Durante el año 2018 se devolvieron al Estado 5 lotes, los cuales se muestran en la Tabla N° 3.

**Tabla N° 3.** Contratos terminados durante el 2018

N°	Contratista	Lote	Ubicación	Área de contrato (Ha)	Fecha suscripción	Último día de vigencia
1	UPLAND OIL & GAS	XXII	NOROESTE	369,043.817	21-NOV-2007	30-JUN-2018
2	GRAN TIERRA	123	SELVA NORTE	940,421.092	29-SET-2006	21-ENE-2018
3	GRAN TIERRA	129	SELVA NORTE	472,433.684	24-MAY-2007	26-ENE-2018
4	ANDEAN EXPLORATION	145	SELVA NORTE	500,000.004	16-ABR-2009	21-NOV-2018
5	COMPAÑÍA CONSULTORA	100	SELVA CENTRAL	7,700.000	26-MAR-2004	03-MAY-2018

Fuente: Perupetro S.A. / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

#### VI.4 POZOS PERFORADOS PERIODO 2009-2018

La perforación de pozos se ha incrementado con respecto al año 2017, desde 135 a 170 pozos perforados el año 2018.

**Tabla N° 4.** Número de Pozos Perforados

POZOS	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>DESARROLLO</b>	147	214	222	197	85	101	81	46	135	170
<b>CONFIRMATORIO</b>	6	3	5	2	2	0	3	0	0	0
<b>EXPLORATORIO</b>	6	6	15	9	7	12	4	1	4	5
<b>TOTAL</b>	<b>159</b>	<b>223</b>	<b>242</b>	<b>208</b>	<b>94</b>	<b>113</b>	<b>88</b>	<b>47</b>	<b>139</b>	<b>175</b>

Fuente: Resumen Ejecutivo PERUPETRO S.A. - Informe de Actividades Diciembre 2018

En la Figura N° 6 se observa que en la actividad de perforación exploratoria se incrementó en 1 pozos con respecto al 2017.

**Figura N° 6.** Número de Pozos Exploratorios Perforados

Fuente: Perupetro S.A. / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

En la Figura N° 7 se observa que no se han perforado pozos confirmatorios durante el 2018.

**Figura N° 7.** Número de Pozos Confirmatorios Perforados

Fuente: Perupetro S.A. / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Figura N° 8 muestra la actividad de perforación de desarrollo. Durante el año 2018 se perforaron 170 pozos de desarrollo, de los cuales 169 fueron perforados en la Zona Costa y 1 en la Zona Selva Central.

**Figura N° 8. Número de Pozos de Desarrollo Perforados**

**Fuente:** Perupetro S.A. / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**VI.5 PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO PERIODO 2009 – 2018**

La producción de petróleo ha declinado de manera sostenida desde el año 2008, de 76,577 barriles por día a 40,364 en el 2016 (falta de nuevo proyectos de desarrollo, inoperatividad del Oleoducto Norperuano), y en los dos últimos años se ha venido incrementando alcanzando el valor de 48,869 barriles por día en el 2018 (Tabla N° 5).

La producción de líquidos del gas natural ha incrementado de manera sostenida desde el 2008 hasta el 2017, desde 43.452 MSTBD a 90.778 MSTBD, sin embargo durante el 2018 la producción alcanzó valores de 85.477 MSTBD, un 5.8% menor con respecto al año anterior.

**Tabla N° 5. Producción Fiscalizada de Hidrocarburos**

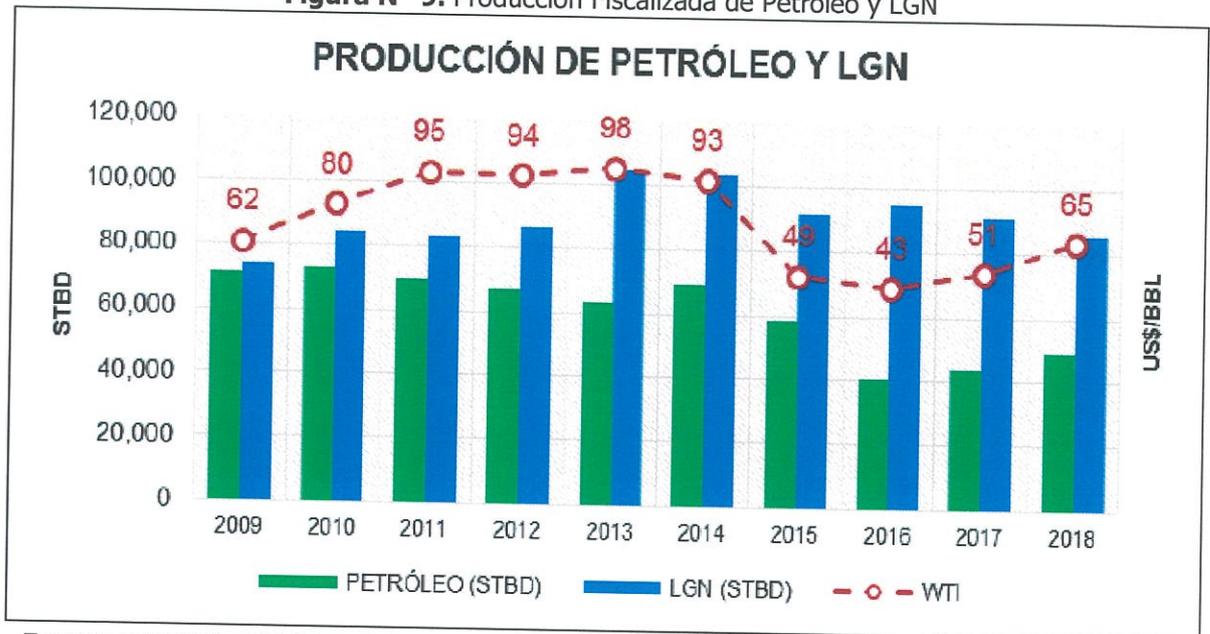
AÑO	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>PETRÓLEO (STBD)</b>	76,577	71,033	72,688	69,544	66,655	62,678	69,304	58,008	40,364	43,562	48,869
<b>LGN (STBD)</b>	43,452	74,247	84,470	83,163	86,327	106,072	103,437	91,397	94,731	90,778	85,477
<b>TOTAL (STBD)</b>	120,028	145,280	157,159	152,707	152,982	168,750	172,731	149,405	135,095	134,340	134,345
<b>GAS NATURAL (MMSCFD)</b>	328	336	700	1,099	1,147	1,179	1,250	1,208	1,351	1,252	1,230

**Fuente:** PERUPETRO S.A. - Informe Mensual de Actividades 2018



La producción promedio diaria de petróleo en el 2018 fue de 48.869MSTBD, y de LGN fue de 85.477MSTBD tal como se muestra en la Figura N° 9.

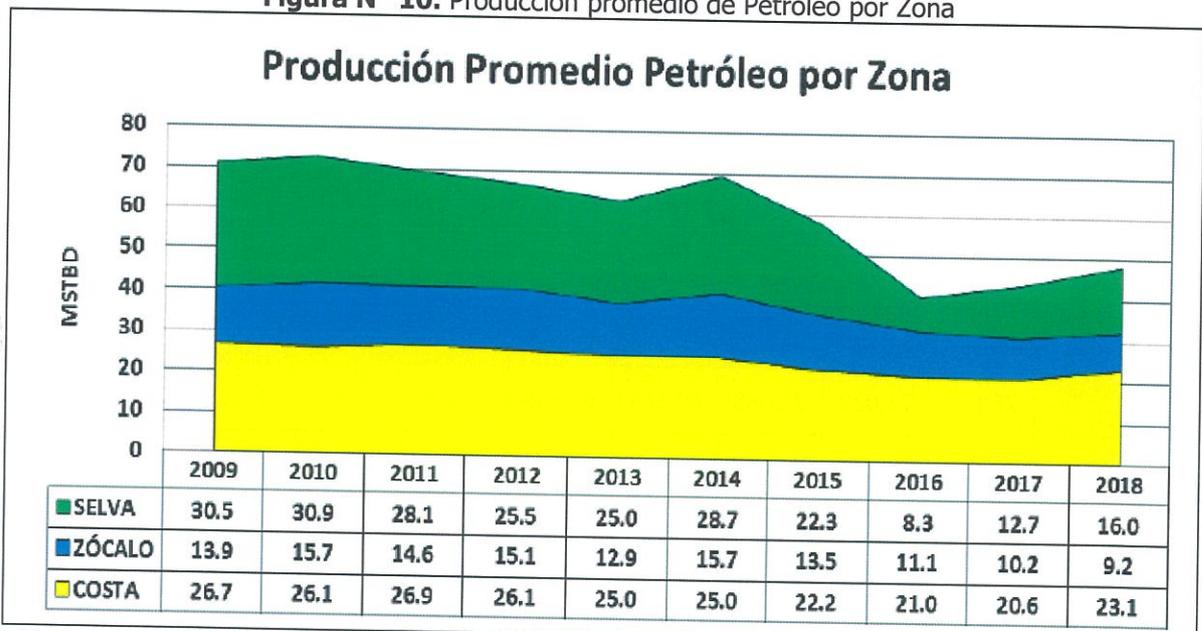
Figura N° 9. Producción Fiscalizada de Petróleo y LGN



Fuente: PERUPETRO S.A. - Informe Mensual de Actividades 2018 / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

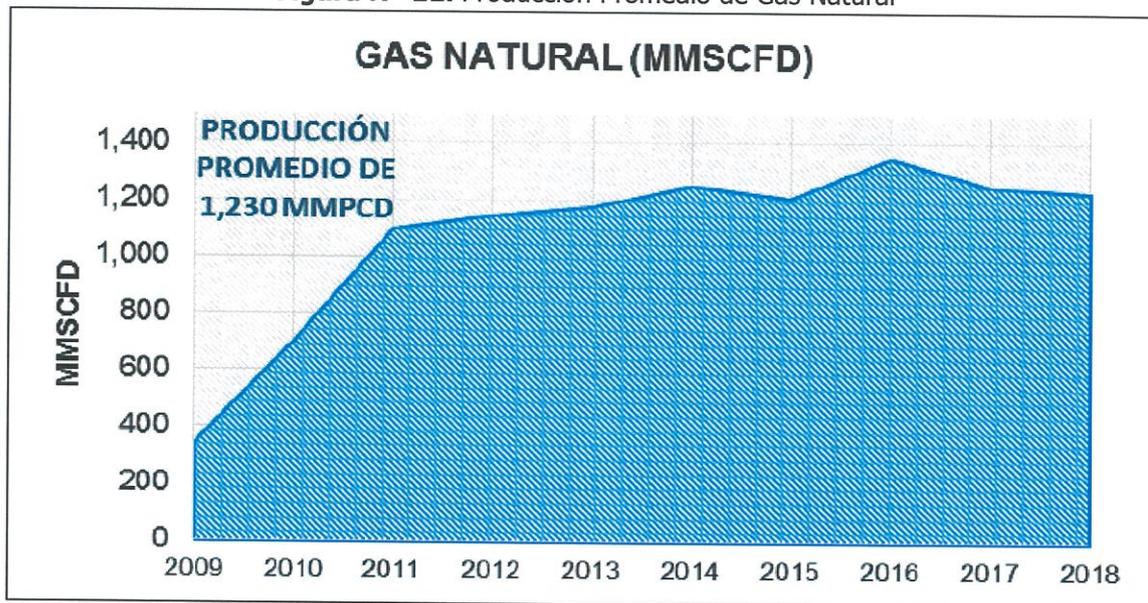
La Figura N° 10 muestra la producción para cada una de las áreas, tal como se observa la producción en la Selva se ha visto afectada por la inoperatividad del Oleoducto Norperuano.

Figura N° 10. Producción promedio de Petróleo por Zona



Fuente: PERUPETRO S.A. - Informe Mensual de Actividades 2018 / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Figura N° 11.** Producción Promedio de Gas Natural

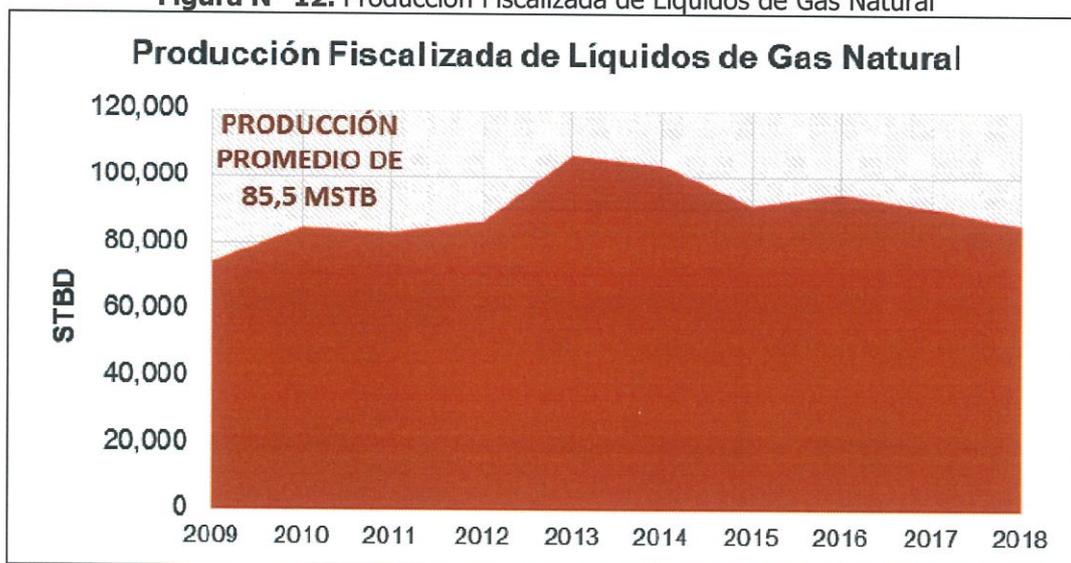


Fuente: PERUPETRO S.A. - Informe Mensual de Actividades 2018 / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**VI.7 PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL PERIODO 2009 – 2018**

Tal como se aprecia en la producción de líquidos ha declinado de un máximo de 106 MSTBD en el 2013 a 85.5 MSTBD en el 2018.

**Figura N° 12.** Producción Fiscalizada de Líquidos de Gas Natural



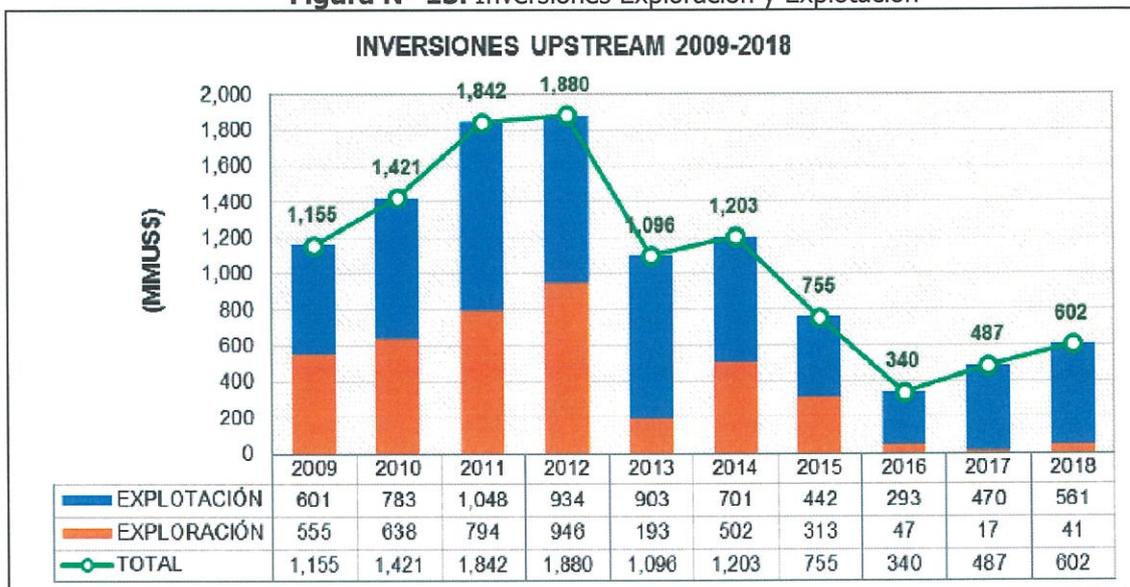
Fuente: PERUPETRO S.A. - Informe Mensual de Actividades 2018/ Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L



## VI.8 INVERSIONES EN EXPLORACION Y EXPLOTACION PERIODO 2009 – 2018

Las inversiones en exploración y explotación de petróleo y gas natural en el 2018 han sido de 602 MMUS\$ (mayores en 23% que en el 2017), de los cuales 561 MMUS\$ fueron invertidos en explotación y 41 MMUS\$ fueron invertidos en exploración.

**Figura N° 13.** Inversiones Exploración y Explotación



**Fuente:** PERUPETRO S.A. - Informe Mensual de Actividades 2018 / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

## VII. Reservas y Recursos de Petróleo

Los estimados de reservas y recursos reportados en el presente Libro están basados en la información declarada por las empresas, así como en criterios técnico económicos definidos por la DGH para reflejar en los estimados finales el rol del Estado respecto a la administración de los recursos de hidrocarburos del país, el cual va más allá de los límites de tiempo establecidos en los Contratos de Explotación.

En la Tabla N° 6, se muestra un resumen de las cifras de las Reservas y Recursos de Petróleo en el país, al 31 de diciembre del 2018.

**Tabla N° 6.** Reservas y Recursos de Petróleo al 31 de Diciembre 2018

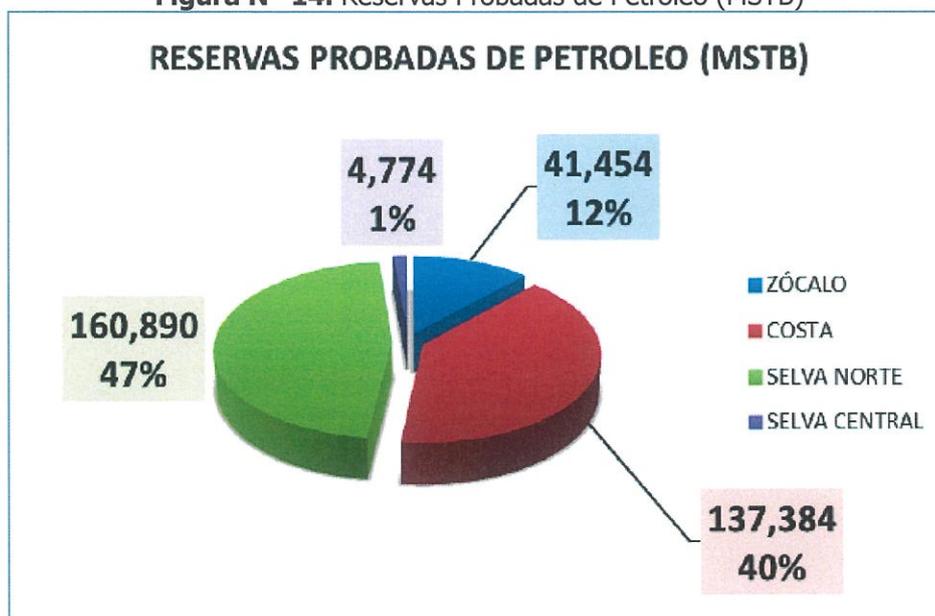
AÑO	RESERVAS Y RECURSOS DE PETRÓLEO - MSTB					
	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTALES-3P	CONTINGENTES	PROSPECTIVOS
2017	339,262	101,377	97,768	538,407	994,977	14,792,336
2018	344,501	77,166	238,750	660,417	788,782	23,143,955
<b>VARIACIÓN</b>	<b>5,239</b>	<b>-24,212</b>	<b>140,982</b>	<b>122,010</b>	<b>-206,195</b>	<b>8,351,619</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>1.54%</b>	<b>-23.88%</b>	<b>144.20%</b>	<b>22.66%</b>	<b>-20.72%</b>	<b>56.46%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

### VII.1 RESERVAS PROBADAS DE PETRÓLEO

Las reservas probadas de petróleo al 31 de diciembre del 2018, a nivel país, se han estimado en 344,501MSTB, distribuidas como se muestra en la Figura N° 14.

**Figura N° 14.** Reservas Probadas de Petróleo (MSTB)



**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 7.** Variaciones de Reservas Probadas de Petróleo (MSTB)

AÑO	RESERVAS PROBADAS
2017	339,262
2018	344,501
<b>VARIACIÓN</b>	<b>+5,239</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>+1.54%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Se observa un aumento en las reservas probadas de petróleo del 1.54% con respecto al año 2017, debido principalmente a:

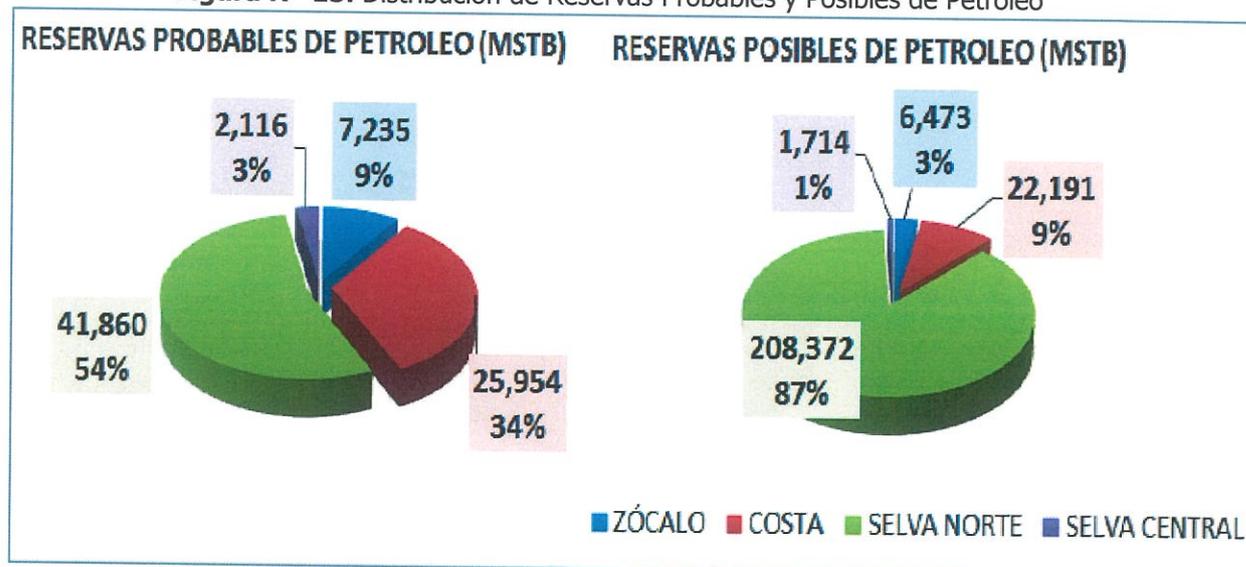
- Lote 95: Aumento de reservas debido a la reclasificación de los volúmenes de recursos contingentes a reservas probadas debido a que el Lote entró en fase de exploración.
- Lote 67: Aumento de reservas probadas debido a que se encontraba sin producir desde el 2016, volvió a producir en Agosto del 2018.

En el caso del Lote 192, se ha revisado la información del estudio "Determinación del Potencial Hidrocarburífero del Lote 192", efectuado por PERUPETRO S.A. durante el año 2016 y la información enviada por la operadora PACIFIC STRATUS durante el año 2018, como resultado de la evaluación el Equipo Técnico Evaluador se ha considerado utilizar la información más actualizada en términos de comportamiento productivo, volumetría y factores de recobro para la estimación de los volúmenes de reservas.

## VII.2 RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE PETRÓLEO

Las reservas probables de petróleo al 31 de diciembre del 2018, se han estimado en 77,166MSTB. Las reservas posibles se han estimado en 238,750MSTB. La Figura N° 15 muestra la distribución de las reservas probables y posibles de las tres zonas del país.

**Figura N° 15.** Distribución de Reservas Probables y Posibles de Petróleo



**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 8.** Reservas Probables y Posibles de Petróleo (MSTB)

AÑO	RESERVAS PROBABLES	RESERVAS POSIBLES
2017	101,377	97,768
2018	77,166	238,750
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-24,212</b>	<b>+140,982</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-23.88%</b>	<b>+144.20%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Las reservas probables de petróleo has disminuido en 23.88% con respecto al año 2017, debido principalmente a:

- Lote Z-1: Reducción de reservas probables por menor número de pozos perforados en los yacimientos Albacora y Corvina.
- Lote X: Reducción de reservas probables debido a la reclasificación a recursos contingentes de los proyectos de perforación (54 ubicaciones) y 2 proyectos de recuperación secundaria.
- Lote 8: Reducción de reservas probables debido a trabajos de workover que no fueron considerados en el cronograma del yacimiento Yanayacu y reclasificación de reservas probables a probadas desarrolladas en producción debido a buenos resultados de los trabajos.

- Lote 95: Aumento de reservas probables debido a que los volúmenes de recursos contingentes han sido re-categorizados como reservas debido a que el Lote entró en fase de explotación.

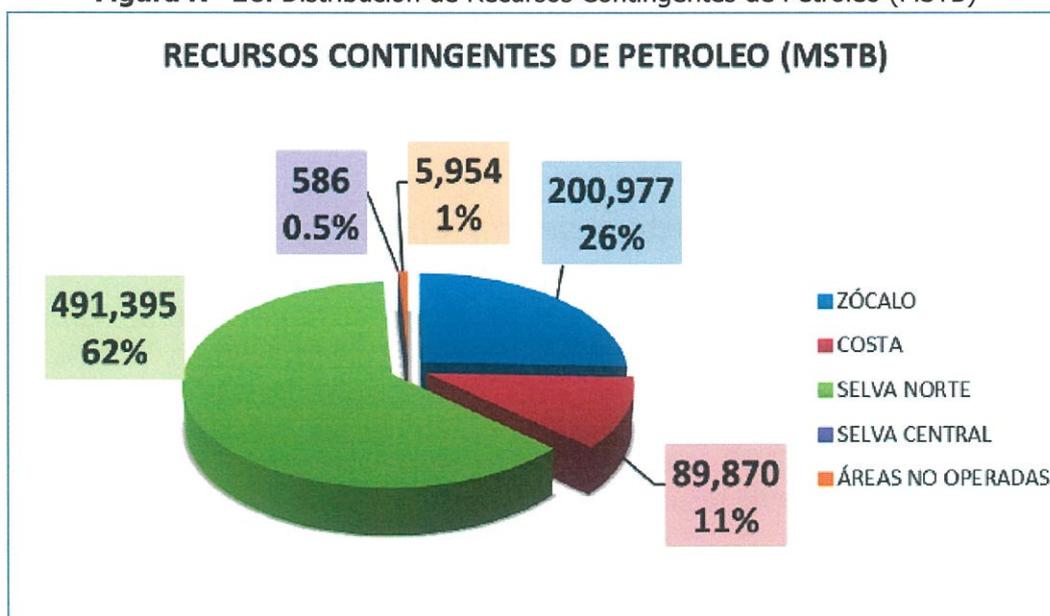
Las reservas posibles de petróleo se han incrementado en 144.20% con respecto al año 2017, debido principalmente a:

- Lote 64: Aumento debido a la incorporación de reservas posibles en el Lote 64 por una nueva interpretación geológica, la profundidad de cierre de la estructura varió de -4,795 m TVDSS a -4,860 m TVDSS para la categoría 3P y la nueva incorporación del prospecto Situche NW como reservas P3.
- Lote 67: Aumento debido a que se encontraba sin producir desde el 2016, volvió a producir en Agosto del 2018 y 2 proyectos de recuperación secundaria.
- Lote 95: Aumento debido a que los volúmenes de recursos contingentes han sido re-categorizados como reservas debido a que el Lote entró en fase de explotación.

### VII.3 RECURSOS CONTINGENTES DE PETRÓLEO

Los recursos contingentes de petróleo, 2C, se han estimado en 788,782MSTB, los cuales corresponden a estructuras geológicas que han sido perforadas y descubiertas, pero que aún no se encuentran en desarrollo (en producción), por factores técnicos, económicos, sociales, ambientales o por espera de aprobación de permisos ambientales. Asimismo, corresponden a volúmenes adicionales de los yacimientos en etapa de desarrollo que a la fecha no son rentables económicamente.

Figura N° 16. Distribución de Recursos Contingentes de Petróleo (MSTB)



Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L



Los recursos contingentes 2C de petróleo al 31 de diciembre del 2018, disminuyeron en 20.72% (167,634 MSTB); esto es debido principalmente a:

- Lote 67: Reducción de recursos por la re-categorización de recursos contingentes a reservas debido a que el Lote se encontraba sin producir desde el 2016, volvió a producir en agosto del 2018.
- Lote 95: Reducción de recursos por la re-categorización de recursos contingentes a reservas debido a que el Lote entró en fase de explotación.
- Lote Z-2B: Reducción de recursos por la re-categorización de recursos contingentes a reservas debido a los volúmenes técnicamente recuperables de locaciones de perforación en los Yacimientos Lobitos y Manta como Reservas Probables de acuerdo a una nueva evaluación técnica y, por la mejora del precio del petróleo; además una evaluación del descubrimiento Colán.
- Lote 8: Aumento de los recursos debido a que se consideró la continuidad de la producción debido a las reservas probadas desarrolladas en producción (básica) y en no producción (WO) luego de la culminación del contrato.
- Lote 39: Aumento de los recursos debido a la reevaluación de volúmenes con analogías de factor de recobro de los campos vecinos y modelo de simulación.

**Tabla N° 9.** Recursos Contingentes de Petróleo (MSTB)

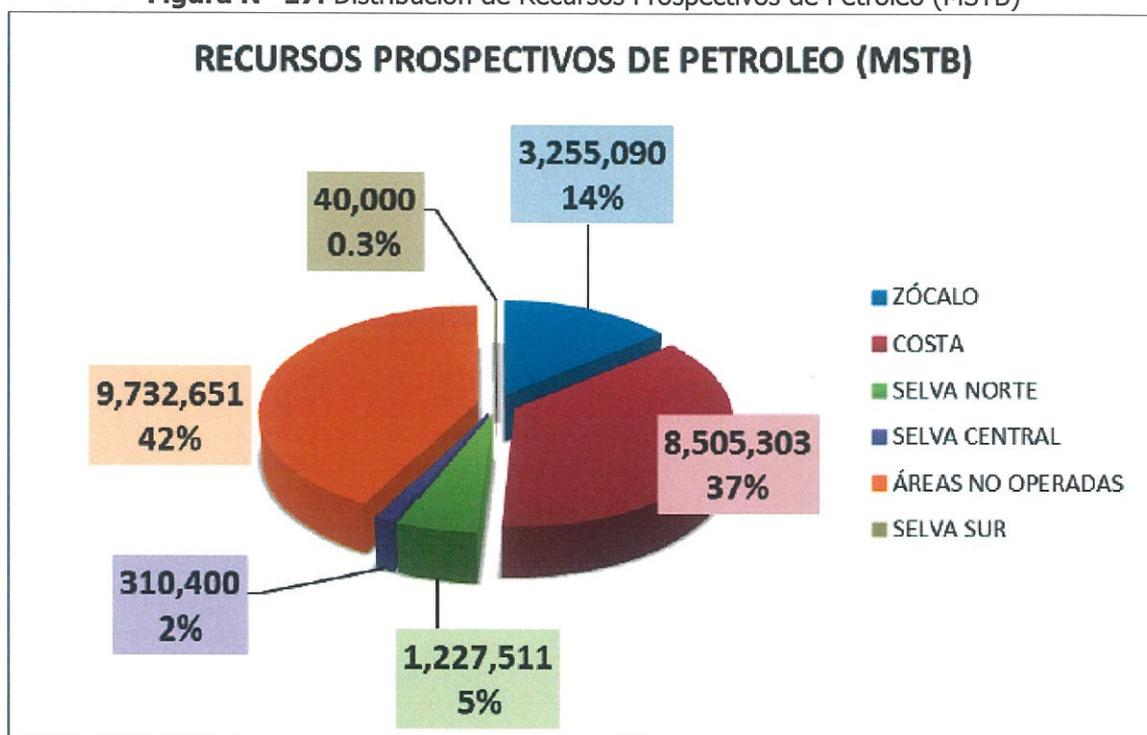
AÑO	RECURSOS CONTINGENTES
2017	955,977
2018	788,977
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-167,195</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-17.49%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Las Tablas N° 13 y N°14 muestran los recursos contingentes y prospectivos de petróleo para cada una de los Lotes en las fases de Explotación y Exploración respectivamente.

#### **VII.4 RECURSOS PROSPECTIVOS DE PETRÓLEO**

Los recursos prospectivos de petróleo al 31 de diciembre del 2018 se han estimado en 23,143.96 MMSTB, con respecto al 2017 se han incrementado en 56.46% debido a la reevaluación de volúmenes del Lote XXIX (reevaluación de las formaciones Paleozoico, Montera y Heath) y a los lotes XXII, 123, 129, 145 y 100 que culminaron sus respectivos contratos durante el 2018 y todos los volúmenes han sido incluidos en las áreas no operadas del inventario de recursos de estructuras no perforadas a nivel país, realizado por PERUPETRO S.A. .

**Figura N° 17.** Distribución de Recursos Prospectivos de Petróleo (MSTB)


**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 10.** Recursos Prospectivos de Petróleo (MSTB)

AÑO	RECURSOS PROSPECTIVOS
2017	14,792,336
2018	23,143,955
<b>VARIACIÓN</b>	<b>+8,351,619</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>+56.46%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Las Tabla N° 11 y Tabla N° 12 muestran los recursos contingentes y prospectivos de petróleo para cada una de los Lotes en las fases de Explotación y Exploración respectivamente.



**Tabla N° 11. Reservas de Petróleo al 31 de Diciembre 2018  
Fase Explotación – MSTB**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RESERVAS PROBADAS (P1)			PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)
			DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	TOTAL (P1)		
Z-2B	Zócalo	SAVIA	37,314	701	38,015	1,928	294
Z-1	Zócalo	PACIFIC OFF SHORE PERU S.R.L	2,322	1,117	3,439	5,307	6,178
Z-6	Zócalo	SAVIA	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL ZÓCALO</b>			<b>39,636</b>	<b>1,818</b>	<b>41,454</b>	<b>7,235</b>	<b>6,473</b>
I	Costa	GMP	6,017	0	6,017	1,224	1,331
II	Costa	PETROMONT	2,135	617	2,752	225	0
III	Costa	GMP	2,839	14,573	17,412	9,328	9,631
IV	Costa	GMP	9,090	7,090	16,181	8,316	9,239
V	Costa	GMP	1,757	0	1,757	211	202
VI/VII	Costa	SAPET	12,883	566	13,449	0	0
IX	Costa	UNIPETRO	1,296	190	1,486	0	0
X	Costa	CNPC	52,784	16,577	69,361	4,224	0
XIII	Costa	OLYMPIC	2,821	5,196	8,016	1,920	1,788
XV	Costa	PETROMONT	221	261	482	63	0
XX	Costa	PETROMONT	417	52	469	444	0
<b>SUB TOTAL COSTA</b>			<b>92,261</b>	<b>45,122</b>	<b>137,384</b>	<b>25,954</b>	<b>22,191</b>
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	28,225	0	28,225	0	796
64	Selva Norte	GEOPARK	0	24,612	24,612	15,836	157,868
67	Selva Norte	PERENCO	7,800	0	7,800	1,600	8,500
95	Selva Norte	PETROTAL	1,559	15,379	16,938	20,598	38,279
192	Selva Norte	PACIFIC STRATUS	36,174	47,141	83,315	3,827	2,930
31B/D	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0
31-C	Selva Central	AGUAYTIA	0	0	0	0	0
31E	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0
131	Selva Central	CEPSA	4,774	0	4,774	2,116	1,714
56	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0	0	0	0	0
57	Selva Sur	REPSOL	0	0	0	0	0
58	Selva Sur	CNPC	0	0	0	0	0
88	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL SELVA</b>			<b>78,532</b>	<b>87,132</b>	<b>165,664</b>	<b>43,976</b>	<b>210,087</b>
<b>TOTAL RESERVAS DE PETRÓLEO - FASE EXPLOTACIÓN</b>			<b>210,429</b>	<b>134,072</b>	<b>344,501</b>	<b>77,166</b>	<b>238,750</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 12. Recursos contingentes y prospectivos de petróleo al 31 de  
Diciembre 2018  
Fase Explotación – MSTB**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RECURSOS CONTINGENTES			RECURSOS PROSPECTIVOS		
			1C	2C	3C	1U	2U	3U
Z-2B	Zócalo	SAVIA	36,886	53,894	95,039	19,251	64,722	154,660
Z-1	Zócalo	PACIFIC OFF SHORE PERU S.R.L.	0	144,000	144,000	85,465	343,669	993,130
Z-6	Zócalo	SAVIA	1,307	3,083	5,878	23,370	161,700	348,820
<b>ZÓCALO</b>			<b>38,193</b>	<b>200,977</b>	<b>244,917</b>	<b>128,086</b>	<b>570,090</b>	<b>1,496,610</b>
I	Costa	GMP	5,821	7,675	9,133	10,458	19,057	29,359
II	Costa	PETROMONT	3,363	6,533	6,533	0	0	0
III	Costa	GMP	3,212	5,412	10,421	18,371	26,422	35,194
IV	Costa	GMP	4,211	6,474	9,547	1,577	2,716	4,540
V	Costa	GMP	1,857	2,248	2,519	908	3,113	6,062
VI/VI I	Costa	SAPET	1,106	13,081	19,097	0	0	0
IX	Costa	UNIPETRO	445	4,864	4,864	0	0	0
X	Costa	CNPC	8,579	36,271	41,641	2,800	9,400	18,300
XIII	Costa	OLYMPIC	2,413	3,211	4,451	346	2,454	8,792
XV	Costa	PETROMONT	458	4,099	10,223	0	0	0
XX	Costa	PETROMONT	0	0	6,176	0	0	0
<b>COSTA</b>			<b>31,465</b>	<b>89,870</b>	<b>124,607</b>	<b>34,460</b>	<b>63,163</b>	<b>102,246</b>
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	28,225	28,225	29,021	0	0	0
64	Selva Norte	GEOPARK	16,728	43,769	107,816	186,300	342,800	555,600
67	Selva Norte	PERENCO	74,500	102,800	121,400	0	0	0
95	Selva Norte	PETROTAL	0	0	0	8,400	10,800	16,100
192	Selva Norte	PACIFIC	112,325	123,601	123,601	48,464	113,812	258,936
31B/D	Selva Central	MAPLE	476	517	620	0	0	0
31-C	Selva Central	AGUAYTIA	0	0	0	0	0	0
31E	Selva Central	MAPLE	33	69	254	0	0	0
131	Selva Central	CEPSA	0	0	0	0	0	0
56	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0	0	0	0	0	0
57	Selva Sur	REPSOL	0	0	0	0	0	0
58	Selva Sur	CNPC	0	0	0	0	0	0
88	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0	0	0	0	0	0
<b>SELVA</b>			<b>232,287</b>	<b>298,981</b>	<b>382,712</b>	<b>243,164</b>	<b>467,412</b>	<b>830,636</b>
<b>TOTAL RECURSOS DE PETRÓLEO - FASE EXPLOTACIÓN</b>			<b>301,945</b>	<b>589,828</b>	<b>752,235</b>	<b>405,710</b>	<b>1,100,665</b>	<b>2,429,492</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 13. Recursos contingentes y prospectivos de petróleo al 31 de Diciembre 2018**  
**Fase Exploración – MSTB**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RECURSOS CONTINGENTES			RECURSOS PROSPECTIVOS		
			1C	2C	3C	1U	2U	3U
Z-61	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-62	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-63	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-38	Zócalo	KEI PERU	0	0	0	919,000	2,685,000	4,932,000
<b>SUB TOTAL ZÓCALO</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>919,000</b>	<b>2,685,000</b>	<b>4,932,000</b>
XXI	Costa	GOLD OIL	0	0	0	7,060	7,060	7,060
XXIII	Costa	UPLAND OIL & GAS	0	0	0	8,720	69,080	429,110
XXVII	Costa	PETRO BAYOVAR	0	0	0	16,000	16,000	16,000
XXIX	Costa	RICOIL	0	0	0	8,350,000	8,350,000	8,350,000
<b>SUB TOTAL COSTA</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8,381,780</b>	<b>8,442,140</b>	<b>8,802,170</b>
116	Selva Norte	PACIFIC STRATUS ENERGY	0	0	0	7,744	90,989	609,390
39	Selva Norte	PERENCO	56,000	193,000	492,000	275,780	669,110	1,451,140
<b>SUB TOTAL SELVA NORTE</b>			<b>56,000</b>	<b>193,000</b>	<b>492,000</b>	<b>283,524</b>	<b>760,099</b>	<b>2,060,530</b>
103	Selva Central	TALISMAN	0	0	0	32,000	32,000	32,000
107	Selva Central	PETROLIFERA	0	0	0	55,500	278,400	1,289,200
133	Selva Central	PETROLIFERA	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL SELVA CENTRAL</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>87,500</b>	<b>310,400</b>	<b>1,321,200</b>
108	Selva Sur	PLUSPETROL E&P	0	0	0	0	113,000	0
<b>SUB TOTAL SELVA SUR</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>113,000</b>	<b>0</b>
<b>ÁREAS NO OPERADAS</b>			<b>2,604</b>	<b>5,954</b>	<b>5,954</b>	<b>7,816,263</b>	<b>9,732,651</b>	<b>18,741,629</b>
<b>TOTAL RECURSOS DE PETRÓLEO - FASE EXPLORACIÓN</b>			<b>58,604</b>	<b>198,954</b>	<b>497,954</b>	<b>17,488,067</b>	<b>22,043,290</b>	<b>35,857,529</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

### VIII. Recursos de Gas Natural

Los estimados de reservas y recursos de gas reportados en el presente informe están basados en la información declarada por las empresas. En la Tabla N° 14, se muestra un resumen de las cifras de las Reservas y Recursos de Gas Natural en el país, al 31 de diciembre 2018.

**Tabla N° 14.** Reservas y Recursos de Gas Natural al 31 de diciembre 2018

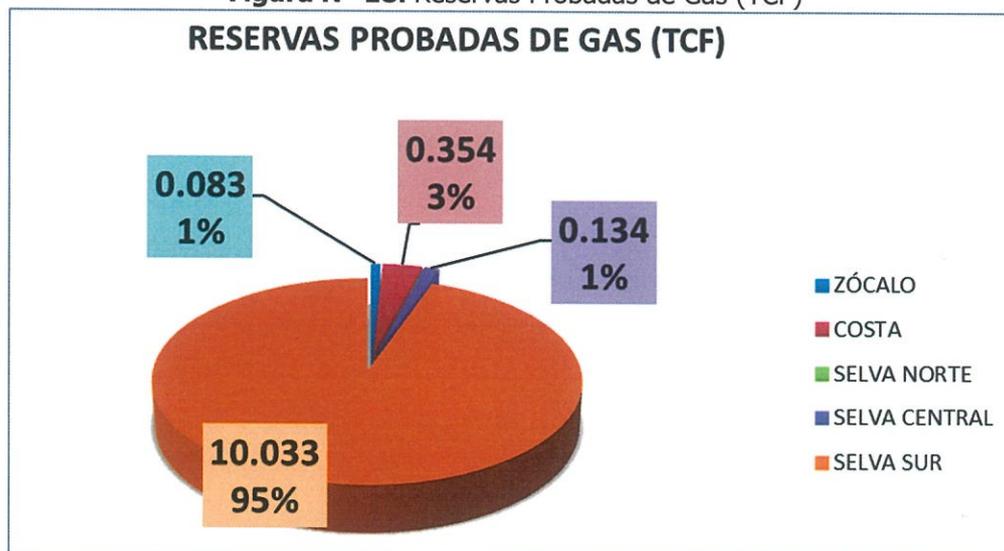
AÑO	RESERVAS Y RECURSOS DE GAS NATURAL - TCF					
	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTALES-3P	CONTINGENTES	PROSPECTIVOS
2017	12.875	1.335	0.902	15.112	5.538	35.157
2018	10.604	1.914	1.605	14.123	5.310	30.996
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-2.271</b>	<b>0.579</b>	<b>0.702</b>	<b>-0.989</b>	<b>-0.228</b>	<b>-4.160</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-17.64%</b>	<b>43.41%</b>	<b>77.83%</b>	<b>-6.54%</b>	<b>-4.12%</b>	<b>-11.83%</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

#### VIII.1 RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL

Las reservas probadas de gas natural se han estimado en 10.604TCF que comparadas con el 2017 disminuyeron en 2.271TCF. Del total, 10.033 TCF corresponden a la zona Selva Sur, 0.134TCF corresponden a Selva Central 0.354 TCF a Costa y 0.083 TCF al Zócalo.

**Figura N° 18.** Reservas Probadas de Gas (TCF)



Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 15.** Reservas Probadas de Gas Natural (TCF)

AÑO	RESERVAS PROBADAS
<b>2017</b>	<b>12.875</b>
<b>2018</b>	<b>10.604</b>
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-2.271</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-17.64%</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Las reservas probadas de gas al 31 de diciembre del 2018, disminuyeron en un 17.64% (2.271TCF) en comparación a las reservas del 2017. Las principales variaciones se deben a:

- Producción del año 2018 (0.466 TCF de gas).
- Reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Pagoreni – Lote 56.
- Reestimación de volúmenes en base al ajuste en el modelo de simulación del campo Cashiriari – Lote 88.

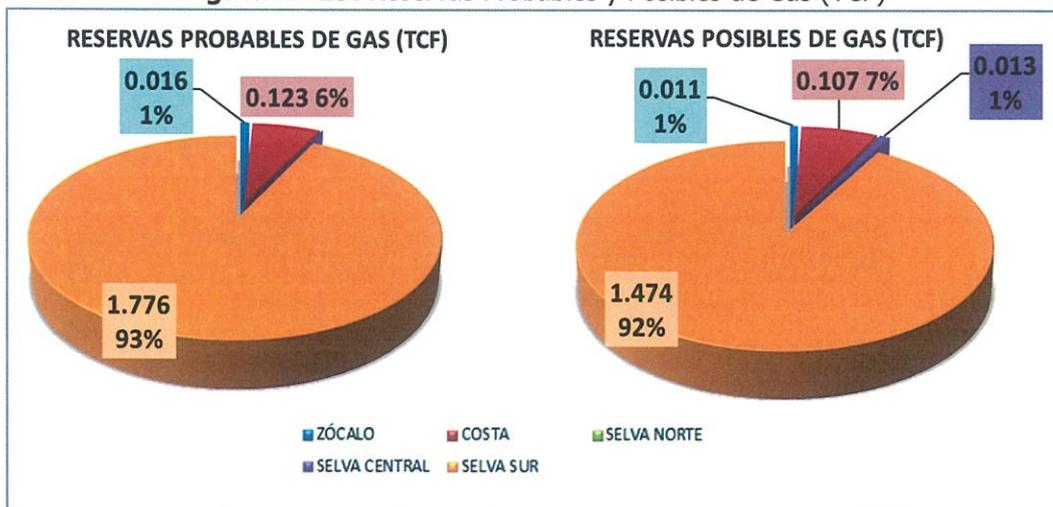
Para ser incluido en la clasificación de Reservas, un proyecto debe estar definido suficientemente para establecer su viabilidad comercial. Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones requeridas internas y externas llegarán, y que hay evidencia de una intención firme para proceder con el desarrollo dentro de un marco razonable de tiempo. Un marco razonable de tiempo para la iniciación del desarrollo depende de las circunstancias específicas y varía de acuerdo con el alcance del proyecto. Mientras que se recomiendan 5 años como punto de referencia, un marco más extendido de tiempo podría aplicarse en el que, por ejemplo, el desarrollo de los proyectos económicos se defieran a la opción del productor por, entre otras cosas, motivos relacionados con el mercado, o para satisfacer objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación para la clasificación como Reservas debe documentarse con claridad.

**VIII.2 RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE GAS NATURAL**

Las reservas probables de gas natural al 31 de diciembre del 2018, se han estimado en 1.914 TCF que comparadas al 31 de diciembre del 2017 aumentaron en 0.579TCF (43.41%). Del total de reservas probables, 1.776 TCF corresponden a la zona Selva Sur, 0.123 TCF a la Costa y 0.016 TCF al Zócalo.

Las reservas posibles de gas natural al 31 de diciembre del 2018, se han estimado en 1.605 TCF que comparadas al 31 de diciembre del 2017 aumentaron en 0.702 TCF (77.83%). Del total de reservas posibles, 1.474 TCF corresponden a la zona Selva Sur, 0.013 TCF a la Costa y 0.011 TCF al Zócalo.

**Figura N° 19. Reservas Probables y Posibles de Gas (TCF)**



**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 16.** Reservas Probables y Posibles de Gas (TCF)

<b>AÑO</b>	<b>RESERVAS PROBABLES</b>	<b>RESERVAS POSIBLES</b>
2017	1.335	0.902
2018	1.914	1.605
<b>VARIACIÓN</b>	<b>+0.579</b>	<b>+0.702</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>+43.41%</b>	<b>+77.83%</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

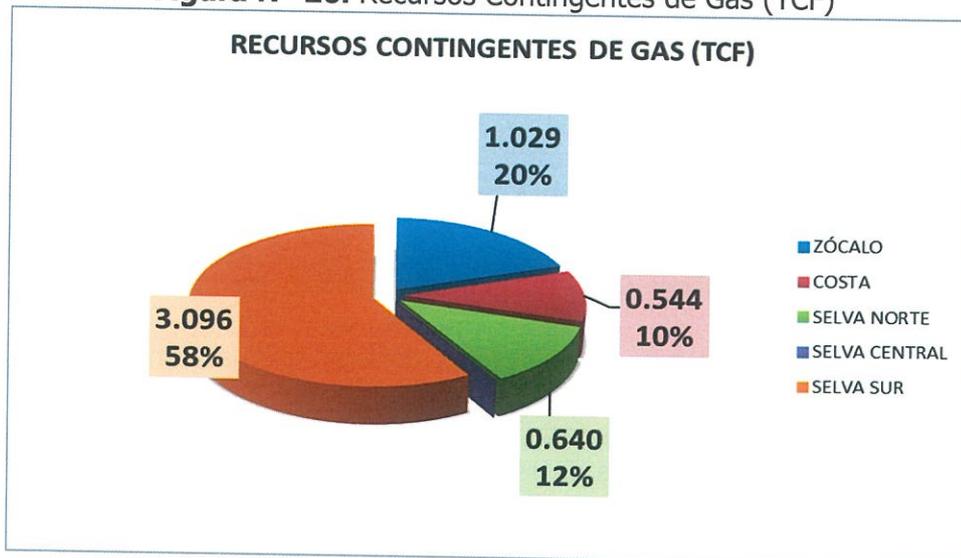
Las variaciones en las reservas probables y posibles de gas natural se deben principalmente a:

- Lote 57: Aumento de reservas probables y posibles de gas natural, en 423 BCF y 584 BCF respectivamente debido a un mejor comportamiento productivo del ahora yacimiento Kinteroni-Sagari. Se hizo una reinterpretación como una sola estructura, a partir de la evaluación de la sísmica 3D y el monitoreo de presiones con sensores de fondo permanente; este yacimiento viene siendo manejado bajo un mismo plan de desarrollo.
- Lote 88: Aumento de las reservas probables y posibles de gas natural, en 503 BCF y 628 BCF respectivamente debido a re-categorización de reservas probadas, a probables y posibles, de acuerdo al comportamiento productivo observado en el modelo de balance de materia, así como la actualización de los escenarios de simulación con el nuevo esquema de compresión.

### **VIII.3 RECURSOS CONTINGENTES Y RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS NATURAL**

Los recursos contingentes 2C de gas natural al 31 de diciembre del 2018 se han estimado en 5.310 TCF, que comparadas al 31 de diciembre del 2017 disminuyeron en 0.228 TCF (4.12%). Del total de recursos contingentes, 3.096 TCF corresponden a la zona Selva Sur, 0.640 TCF corresponden a la Selva Norte, 0.544 TCF a Costa y 1.029 TCF al Zócalo. Cabe resaltar estos volúmenes corresponden a estructuras geológicas que han sido perforadas y descubiertas, pero que aún no se encuentran en desarrollo (en producción), por factores técnicos, económicos, comerciales, sociales, ambientales o por aprobación de instrumentos ambientales. Asimismo, corresponden a volúmenes adicionales de los yacimientos en etapa de desarrollo que a la fecha no son rentables económicamente.



**Figura N° 20.** Recursos Contingentes de Gas (TCF)


**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 17.** Recursos Contingentes de Gas (TCF)

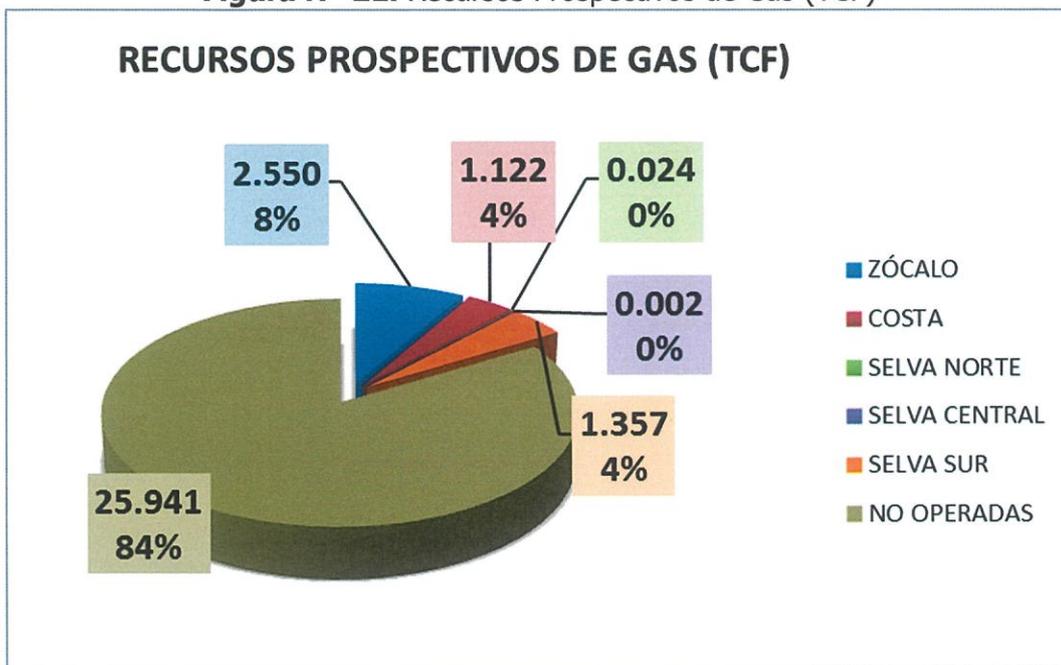
AÑO	RECURSOS CONTINGENTES
2017	5.538
2018	5.310
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-0.228</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-4.12%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Según las estimaciones, existe una disminución de 0,228TCF (4.12%) de los recursos contingentes comparado al año 2017, esta disminución se debe principalmente a una revisión técnica del comportamiento productivo de los volúmenes de recursos contingentes del Lote Z-2B.

#### **VIII.4 RECURSOS PROSPECTIVOS DE GAS NATURAL**

Los recursos prospectivos de gas natural al 31 de diciembre del 2018 se han estimado en 30.996 TCF, que comparadas al 31 de diciembre del 2017 disminuyeron en 4.160 TCF (11.83%). Del total de recursos prospectivos, 1.357 TCF corresponden a la zona Selva Sur, 0.002 TCF corresponden a la Selva Central, 0.024 TCF corresponden a la Selva Norte, 1.122 TCF a la Costa y 2.550 TCF al Zócalo y 25.941 TCF corresponden a áreas no operadas.

**Figura N° 21. Recursos Prospectivos de Gas (TCF)**


Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 18. Recursos Prospectivos de Gas (TCF)**

AÑO	RECURSOS PROSPECTIVOS
2017	35.157
2018	30.996
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-4.160</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-11.83%</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Según las estimaciones, existe una disminución de 4.160TCF (11.83%) de los recursos prospectivos comparado al año 2017, esta disminución se debe principalmente a una revisión técnica de los volúmenes de recursos prospectivos de los Lote 56, Lote 88 y el Lote 57.

La Tabla N° 19 y Tabla N° 20 muestran los recursos contingentes y prospectivos de Gas Natural para cada una de los Lotes en las fases de Explotación y Exploración respectivamente.

**Tabla N° 19. Reservas de Gas Natural al 31 de Diciembre 2018  
Fase Explotación – BCF**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RESERVAS PROBADAS (P1)			PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)
			DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	TOTAL (P1)		
Z-2B	Zócalo	SAVIA	82.986	0.000	82.986	16.060	10.707
Z-1	Zócalo	PACIFIC OFF SHORE PERU S.R.L.	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Z-6	Zócalo	SAVIA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
<b>ZÓCALO</b>			<b>82.986</b>	<b>0.000</b>	<b>82.986</b>	<b>16.060</b>	<b>10.707</b>
I	Costa	GMP	49.518	0.000	49.518	9.537	10.721
II	Costa	PETROMONT	9.977	1.009	10.986	0.900	0.000
III	Costa	GMP	9.403	36.071	45.474	22.897	23.241
IV	Costa	GMP	17.627	16.475	34.102	19.820	22.584
V	Costa	GMP	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
VI/VII	Costa	SAPET	12.349	0.000	12.349	0.000	0.000
IX	Costa	UNIPETRO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
X	Costa	CNPC	77.219	18.904	96.123	5.827	0.000
XIII	Costa	OLYMPIC	39.755	63.959	103.713	62.149	50.728
XV	Costa	PETROMONT	0.664	0.783	1.447	0.189	0.000
XX	Costa	PETROMONT	0.026	0.010	0.037	1.182	0.000
<b>COSTA</b>			<b>216.537</b>	<b>137.211</b>	<b>353.748</b>	<b>122.501</b>	<b>107.274</b>
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
64	Selva Norte	PETROPERU	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
67	Selva Norte	PERENCO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
95	Selva Norte	PETROTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
192	Selva Norte	PACIFIC	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31B/D	Selva Central	MAPLE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31-C	Selva Central	AGUAYTIA	134.410	0.000	134.410	0.000	13.160
31E	Selva Central	MAPLE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
131	Selva Sur	CEPSA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
56	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	614.883	950.931	1,565.814	101.717	94.677
57	Selva Sur	REPSOL	1,055.451	478.324	1,533.775	630.893	584.144
58	Selva Sur	CNPC	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
88	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	2,242.108	4,691.364	6,933.472	1,043.172	794.872
<b>SELVA</b>			<b>4,046.852</b>	<b>6,120.619</b>	<b>10,167.471</b>	<b>1,775.782</b>	<b>1,486.852</b>
<b>TOTAL RESERVAS DE GAS NATURAL - FASE EXPLOTACIÓN</b>			<b>4,346.375</b>	<b>6,257.830</b>	<b>10,604.205</b>	<b>1,914.342</b>	<b>1,604.833</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L



**Tabla N° 20. Recursos contingentes y prospectivos de Gas Natural al 31 de Diciembre 2018**  
**Fase Explotación – BCF**

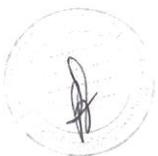
LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RECURSOS CONTINGENTES			RECURSOS PROSPECTIVOS		
			1C	2C	3C	1U	2U	3U
Z-2B	Zócalo	SAVIA	116.900	277.455	671.153	5.005	11.085	24.900
Z-1	Zócalo	PACIFIC OFF SHORE PERU S.R.L.	481.575	736.015	961.035	1,714.431	2,497.524	3,311.964
Z-6	Zócalo	SAVIA	3.860	16.000	21.110	16.192	41.658	94.136
<b>ZÓCALO</b>			<b>602.335</b>	<b>1,029.470</b>	<b>1,653.298</b>	<b>1,735.627</b>	<b>2,550.267</b>	<b>3,431.001</b>
I	Costa	GMP	45.691	59.651	71.255	51.527	93.900	144.656
II	Costa	PETROMONT	11.355	19.282	19.282	0.000	0.000	0.000
III	Costa	GMP	7.771	12.944	23.311	6.430	9.248	12.318
IV	Costa	GMP	9.198	14.051	20.852	7.770	13.382	22.367
V	Costa	GMP	4.614	5.586	6.259	2.255	7.735	15.062
VI/VII	Costa	SAPET	1.2326	15.621	53.840	0.000	0.000	0.000
IX	Costa	UNIPETRO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
X	Costa	CNPC	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
XIII	Costa	OLYMPIC	99.548	163.710	283.907	97.337	197.000	368.957
XV	Costa	PETROMONT	27.702	68.446	91.242	0.000	0.000	0.000
XX	Costa	PETROMONT	0.000	0.000	0.309	0.000	0.000	0.000
<b>COSTA</b>			<b>207.112</b>	<b>359.291</b>	<b>570.257</b>	<b>165.320</b>	<b>321.266</b>	<b>563.361</b>
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
64	Selva Norte	PETROPERU	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
67	Selva Norte	PERENCO	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
95	Selva Norte	PETROTAL	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
192	Selva Norte	PACIFIC	566.023	639.965	657.630	5.347	13.215	30.371
31B/D	Selva Central	MAPLE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31-C	Selva Central	AGUAYTIA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
31E	Selva Central	MAPLE	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
131	Selva Sur	CEPSA	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
56	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0.000	0.000	0.000	117.000	370.000	715.000
57	Selva Sur	REPSOL	0.000	446.226	1,030.370	0.000	0.000	0.000
58	Selva Sur	CNPC	2,080.000	2,650.172	3,477.831	0.000	0.000	2,194.000
88	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0.000	0.000	0.000	320.000	987.000	1,837.000
<b>SELVA</b>			<b>2,646.023</b>	<b>3,736.363</b>	<b>5,165.831</b>	<b>442.347</b>	<b>1,370.215</b>	<b>4,776.371</b>
<b>TOTAL RECURSOS DE GAS NATURAL - FASE EXPLOTACIÓN</b>			<b>3,455.470</b>	<b>5,125.124</b>	<b>7,389.387</b>	<b>2,343.295</b>	<b>4,241.748</b>	<b>8,770.732</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 21. Recursos contingentes y prospectivos de Gas Natural al 31 de Diciembre 2018**  
**Fase Exploración – BCF**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RECURSOS CONTINGENTES			RECURSOS PROSPECTIVOS		
			1C	2C	3C	1U	2U	3U
Z-61	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-62	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-63	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-38	Zócalo	KEI PERU	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL ZÓCALO</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
XXI	Costa	GOLD OIL	0	0	0	0	0	122.400
XXIII	Costa	UPLAND OIL & GAS	90.325	184.759	543.847	453.200	796.500	1,390.200
XXVI I	Costa	PETRO BAYOVAR	0	0	0	4.000	4.000	4.000
XXIX	Costa	RICOIL	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL COSTA</b>			<b>90.325</b>	<b>184.759</b>	<b>543.847</b>	<b>457.200</b>	<b>800.500</b>	<b>1,516.600</b>
116	Selva Norte	PACIFIC STRATUS ENERGY	0	0	0	0.000	5.000	33.000
39	Selva Norte	PERENCO	0	0	0	2.000	6.000	9.000
103	Selva Central	TALISMAN	0	0	0	2.000	2.000	2.000
107	Selva Central	PETROLIFERA	0	0	0	0	0	0
133	Selva Central	PETROLIFERA	0	0	0	0	0	0
108	Selva Sur	PLUSPETROL E&P	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL SELVA</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4.000</b>	<b>13.000</b>	<b>44.000</b>
<b>ÁREAS NO OPERADAS</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>23,563.000</b>	<b>25,941.000</b>	<b>29,874.000</b>
<b>TOTAL RECURSOS DE GAS- FASE EXPLORACIÓN</b>			<b>90.325</b>	<b>184.759</b>	<b>543.847</b>	<b>24,024.200</b>	<b>26,754.500</b>	<b>31,434.600</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

## IX. Recursos de líquidos de gas natural

En la Tabla N° 22, se muestra un resumen de las cifras de las reservas y recursos de Líquidos de Gas Natural (LGN) en el país, al 31 de diciembre del 2018.

**Tabla N° 22.** Reservas y Recursos de Líquidos de Gas Natural al 31 de diciembre 2018

AÑO	RESERVAS Y RECURSOS DE LIQUIDOS DE GAS NATURAL - MSTB					
	PROBADAS	PROBABLES	POSIBLES	TOTALES-3P	CONTINGENTES	PROSPECTIVOS
2017	645,813	65,713	50,044	761,570	128,199	938,006
2018	514,389	96,476	84,664	695,529	129,096	859,689
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-131,425</b>	<b>30,763</b>	<b>34,620</b>	<b>-66,042</b>	<b>897</b>	<b>-78,317</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-20.35%</b>	<b>46.81%</b>	<b>69.18%</b>	<b>-8.67%</b>	<b>0.70%</b>	<b>-8.35%</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

### IX.1 RESERVAS PROBADAS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Las reservas probadas de LGN al 31 de diciembre del 2018, a nivel país, se han estimado en 514,389MSTB, de los cuales 506,672MSTB corresponden a la zona Selva Sur, 3,900MSTB corresponden a la zona Selva Central, 0 MSTB a Costa y 3,817 MSTB al Zócalo.

**Figura N° 22.** Reservas Probadas de LGN (MSTB)



Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 23.** Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural (MSTB)

AÑO	RESERVAS PROBADAS
2017	645,813
2018	514,389
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-131,425</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-20.35%</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Las reservas probadas de LGN al 31 de diciembre del 2018, disminuyeron en 131,425MSTB en comparación a las reservas probadas al 31 de diciembre del 2017. Las variaciones se deben principalmente a:

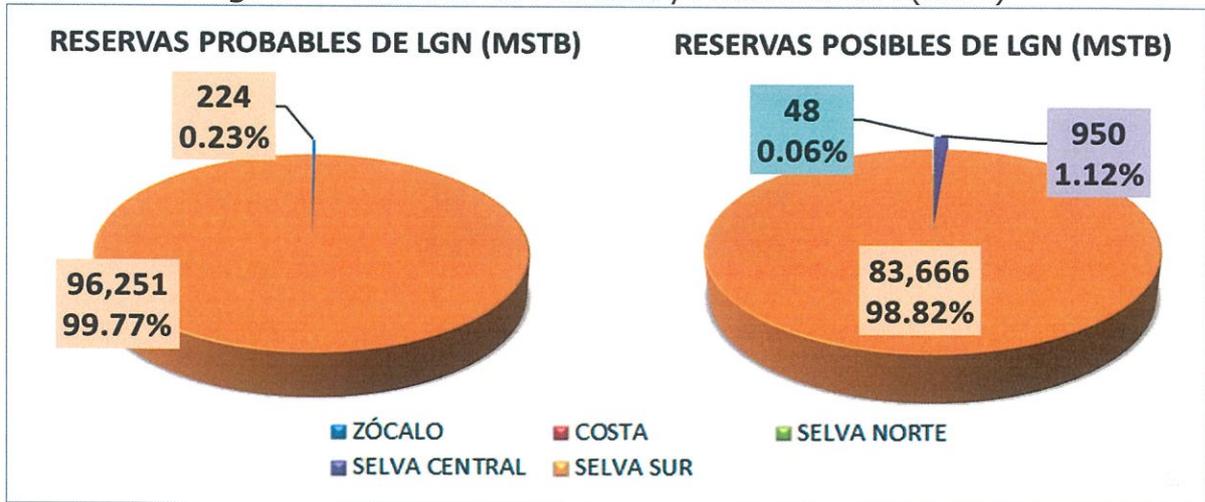
- Producción de 31.2 MMSTB durante el año 2018.
- Reestimación de volúmenes de los Lotes 88 y 56 por comportamiento productivo.

### IX.2 RESERVAS PROBABLES Y POSIBLES DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Las reservas probables de LGN al 31 de diciembre del 2018, se han estimado en 96,476MSTB que comparadas al 31 de diciembre del 2017 aumentaron 46.81% (30,763 MSTB). Del total de reservas probables 96,251 MSTB corresponden a la zona Selva sur y 224 MSTB corresponde al Zócalo.

Las reservas posibles de LGN al 31 de diciembre del 2018, se han estimado en 84,664MSTB que comparadas a 31 de diciembre del 2017 aumentaron en 69.1% (34,620 MSTB). Del total de reservas posibles, 83,666 MSTB corresponden a la zona Selva sur, 950 MSTB corresponden a la zona selva central, y 48 MSTB al Zócalo.

**Figura N° 23.** Reservas Probables y Posibles de LGN (MSTB)



Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 24.** Reservas Probables y Posibles de Líquidos de Gas Natural (MSTB)

AÑO	RESERVAS PROBABLES	RESERVAS POSIBLES
2017	65,713	50,044
2018	96,476	84,664
<b>VARIACIÓN</b>	<b>30,763</b>	<b>34,620</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>46.81%</b>	<b>69.18%</b>

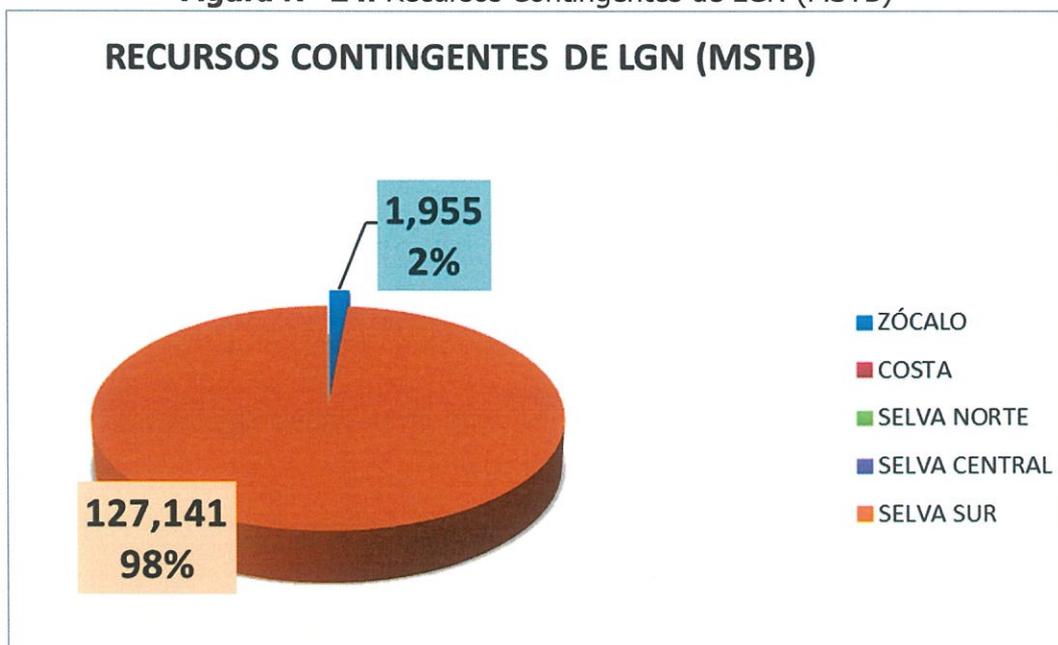
Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Las variaciones en las reservas probadas y posibles de LGN se deben principalmente a una reevaluación de los volúmenes de los Lotes 88 y Lote 57.

### IX.3 RECURSOS CONTINGENTES DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Los recursos contingentes de LGN al 31 de diciembre del 2018 se han estimado en 129,096 MSTB que comparadas al 31 de diciembre del 2017 aumentaron en 897 MSTB (0.7%) Del total de recursos contingentes, 127,141 MSTB corresponden a la zona Selva Sur y 1,955 MSTB corresponden al Zócalo. Cabe resaltar que estos volúmenes corresponden a estructuras geológicas que han sido perforadas y descubiertas, pero que aún no se encuentran en desarrollo (en producción), por factores técnicos, económicos, comerciales, sociales, ambientales o por aprobación de instrumentos ambientales. Asimismo, corresponden a volúmenes adicionales de los yacimientos en etapa de desarrollo que a la fecha no son rentables económicamente.

**Figura N° 24.** Recursos Contingentes de LGN (MSTB)



**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 25.** Recursos Contingentes de Líquidos de Gas Natural (MSTB)

AÑO	RECURSOS CONTINGENTES
2017	128,199
2018	129,096
<b>VARIACIÓN</b>	<b>897</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>0.70%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Según las estimaciones, existe un aumento de 897 MSTB (0.7%) de los recursos contingentes comparado al año 2017, este incremento se debe a una revisión técnica del Lote 57.

### IX.4 RECURSOS PROSPECTIVOS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

Los recursos prospectivos de LGN al 31 de diciembre del 2018 se han estimado en 859,689 MSTB, que comparadas al 31 de diciembre del 2017 disminuyeron en 78,317 MSTB (8.35 %). Del total de recursos prospectivos 859,689 MSTB corresponden a áreas no operadas.

**Figura N° 25.** Recursos Prospectivos de LGN (MSTB)



**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 26.** Recursos Prospectivos de Líquidos de Gas Natural (MSTB)

AÑO	RECURSOS PROSPECTIVOS
2017	938,006
2018	859,689
<b>VARIACIÓN</b>	<b>-78,317</b>
<b>% VARIACIÓN</b>	<b>-8.35%</b>

**Fuente:** Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

Según las estimaciones, existe una disminución de 78,317 MSTB (8.35%) de los recursos contingentes comparado al año 2017, esta disminución se debe a revisión técnica del Lote 57 y Lote Z-38.

La Tabla N° 27 y Tabla N° 28 muestran los recursos contingentes y prospectivos de Líquidos de Gas Natural para cada uno de los Lotes en la fase de Explotación y Exploración respectivamente.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas**Tabla N° 27. RESERVAS DE LGN AL 31 DE DICIEMBRE 2018  
FASE EXPLOTACIÓN – MSTB**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RESERVAS PROBADAS (P1)			PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)
			DESARROLLADAS	NO DESARROLLADAS	TOTAL (P1)		
Z-2B	Zócalo	SAVIA	3,744	73	3,817	224	48
Z-1	Zócalo	PACIFIC OFF SHORE PERU S.R.L.	0	0	0	0	0
Z-6	Zócalo	SAVIA	0	0	0	0	0
<b>ZÓCALO</b>			<b>3,744</b>	<b>73</b>	<b>3,817</b>	<b>224</b>	<b>48</b>
I	Costa	GMP	0	0	0	0	0
II	Costa	PETROMONT	0	0	0	0	0
III	Costa	GMP	0	0	0	0	0
IV	Costa	GMP	0	0	0	0	0
V	Costa	GMP	0	0	0	0	0
VI/VII	Costa	SAPET	0	0	0	0	0
IX	Costa	UNIPETRO	0	0	0	0	0
X	Costa	CNPC	0	0	0	0	0
XIII	Costa	OLYMPIC	0	0	0	0	0
XV	Costa	PETROMONT	0	0	0	0	0
XX	Costa	PETROMONT	0	0	0	0	0
<b>COSTA</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0	0	0	0	0
64	Selva Norte	PETROPERU	0	0	0	0	0
67	Selva Norte	PERENCO	0	0	0	0	0
95	Selva Norte	PETROTAL	0	0	0	0	0
192	Selva Norte	PACIFIC	0	0	0	0	0
31B/D	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0
31-C	Selva Central	AGUAYTIA	3,900	0	3,900	0	950
31E	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0
131	Selva Sur	CEPSA	0	0	0	0	0
56	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	40,063	57,803	97,866	6,478	5,668
57	Selva Sur	REPSOL	56,670	25,253	81,923	34,113	33,628
58	Selva Sur	CNPC	0	0	0	0	0
88	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	104,545	222,338	326,883	55,660	44,371
<b>SELVA</b>			<b>205,178</b>	<b>305,394</b>	<b>510,572</b>	<b>96,251</b>	<b>84,616</b>
<b>TOTAL RESERVAS DE LÍQUIDOS DE GAS NATURAL - FASE EXPLOTACIÓN</b>			<b>208,922</b>	<b>305,467</b>	<b>514,389</b>	<b>96,476</b>	<b>84,664</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L



**Tabla N° 28. RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS DE LGN AL 31 DE DICIEMBRE 2018  
FASE EXPLOTACIÓN – MSTB**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RECURSOS CONTINGENTES			RECURSOS PROSPECTIVOS		
			1C	2C	3C	1U	2U	3U
Z-2B	Zócalo	SAVIA	1,941	1,955	1,970	0	0	0
Z-1	Zócalo	PACIFIC OFF SHORE PERU S.R.L.	0	0	0	0	0	0
Z-6	Zócalo	SAVIA	0	0	0	0	0	0
<b>ZÓCALO</b>			<b>1,941</b>	<b>1,955</b>	<b>1,970</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
I	Costa	GMP	0	0	0	0	0	0
II	Costa	PETROMONT	0	0	0	0	0	0
III	Costa	GMP	0	0	0	0	0	0
IV	Costa	GMP	0	0	0	0	0	0
V	Costa	GMP	0	0	0	0	0	0
VI/VII	Costa	SAPET	0	0	0	0	0	0
IX	Costa	UNIPETRO	0	0	0	0	0	0
X	Costa	CNPC	0	0	0	0	0	0
XIII	Costa	OLYMPIC	0	0	0	0	0	0
XV	Costa	PETROMONT	0	0	0	0	0	0
XX	Costa	PETROMONT	0	0	0	0	0	0
<b>COSTA</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
8	Selva Norte	PLUSPETROL NORTE	0	0	0	0	0	0
64	Selva Norte	PETROPERU	0	0	0	0	0	0
67	Selva Norte	PERENCO	0	0	0	0	0	0
95	Selva Norte	PETROTAL	0	0	0	0	0	0
192	Selva Norte	PACIFIC	0	0	0	0	0	0
31B/D	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0	0
31-C	Selva Central	AGUAYTIA	0	0	0	0	0	0
31E	Selva Central	MAPLE	0	0	0	0	0	0
131	Selva Sur	CEPSA	0	0	0	0	0	0
56	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0	0	0	0	0	0
57	Selva Sur	REPSOL	0	21,549	52,788	0	0	0
58	Selva Sur	CNPC	73,317	105,592	141,636	0	0	87,524
88	Selva Sur	PLUSPETROL PERÚ	0	0	0	0	0	0
<b>SELVA</b>			<b>73,317</b>	<b>127,141</b>	<b>194,425</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>87,524</b>
<b>TOTAL RECURSOS DE LÍQUIDOS GAS NATURAL - FASE EXPLOTACIÓN</b>			<b>75,258</b>	<b>129,096</b>	<b>196,395</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>87,524</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Tabla N° 29. RECURSOS CONTINGENTES Y PROSPECTIVOS DE LGN AL 31 DE DICIEMBRE 2018**
**FASE EXPLORACIÓN – MSTB**

LOTE	ZONA	EMPRESA OPERADORA	RECURSOS CONTINGENTES			RECURSOS PROSPECTIVOS		
			1C	2C	3C	1U	2U	3U
Z-61	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-62	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-63	Zócalo	ANADARKO	0	0	0	0	0	0
Z-38	Zócalo	KEI PERU	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL ZÓCALO</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
XXI	Costa	GOLD OIL	0	0	0	0	0	0
XXIII	Costa	UPLAND OIL & GAS	0	0	0	0	0	0
XXVI I	Costa	PETRO BAYOVAR	0	0	0	0	0	0
XXIX	Costa	RICOIL	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL COSTA</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
116	Selva Norte	PACIFIC STRATUS ENERGY	0	0	0	0	0	0
39	Selva Norte	PERENCO	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL SELVA NORTE</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
103	Selva Central	TALISMAN	0	0	0	0	0	0
107	Selva Central	PETROLIFERA	0	0	0	0	0	0
133	Selva Central	PETROLIFERA	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL SELVA CENTRAL</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
108	Selva Sur	PLUSPETROL E&P	0	0	0	0	0	0
<b>SUB TOTAL SELVA SUR</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>ÁREAS NO OPERADAS</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>769,595</b>	<b>859,689</b>	<b>1,069,365</b>
<b>TOTAL RECURSOS DE LIQUIDOS DE GAS NATURAL - FASE EXPLORACIÓN</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>769,595</b>	<b>859,689</b>	<b>1,069,365</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**X. Indicadores de Gestión de Reservas 2017 – 2018**

Con la finalidad de gestionar adecuadamente las reservas y recursos de petróleo y gas del país, la DGH ha incorporado el uso de los siguientes indicadores de gestión de reservas: Índice de Reposición de Reservas, Índice de Desarrollo de Reservas, Índice de Comprobación de Reservas, Índice de Autonomía de Reservas y el Factor de Recuperación actual. Estos indicadores son calculados mediante relaciones (ratios) de las diferentes categorías de las reservas, acumulada de producción, producción anual, petróleo y gas original in situ.

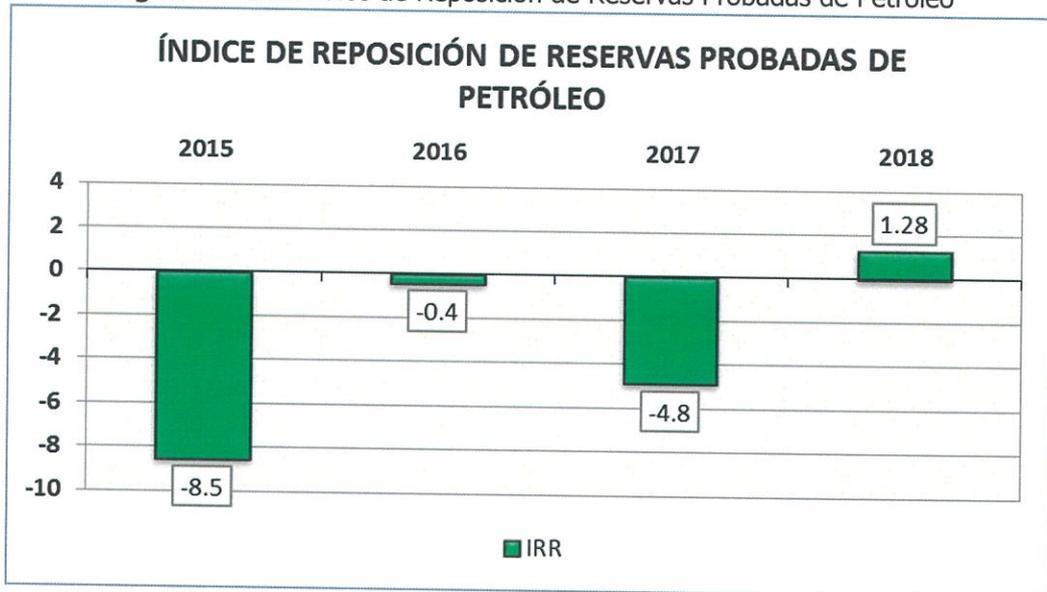
A continuación, se presentan los indicadores a nivel país para el periodo 2015-2018.

### X.1 INDICE DE REPOSICIÓN DE RESERVAS (IRR)

Indica el grado en el que la producción del año ha sido reemplazada mediante la adición de reservas probadas, por nuevos proyectos, respecto a las del año anterior. Valores negativos indican que no se están generando nuevos proyectos para reponer la producción. Valores positivos muestran el ingreso de nuevos proyectos de incorporación de reservas que logran reponer los volúmenes producidos durante el año.

La Figura N° 26 muestra que el IRR para el petróleo durante los años 2015, 2016 y 2017 ha sido negativo, sin embargo en el 2018 el índice ha sido de +1.28 debido al restablecimiento de la producción del Lote 67 y al Lote 95 que se encuentra en fase de explotación desde el 2018.

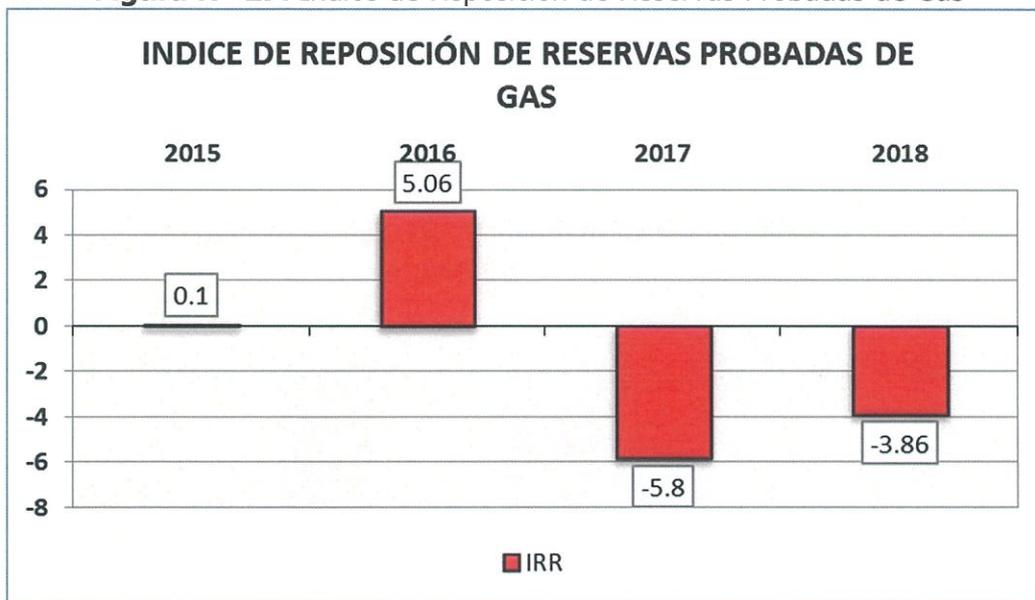
Figura N° 26. Índice de Reposición de Reservas Probadas de Petróleo



Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

La Figura N° 27 muestra que el IRR para el gas natural en los años 2015 y 2016 ha sido positivo, sin embargo, los años 2017 y 2018 han sido negativos, reflejando que se necesitan el ingreso de nuevos proyectos para lograr reponer los volúmenes producidos durante el año.

**Figura N° 27.** Índice de Reposición de Reservas Probadas de Gas



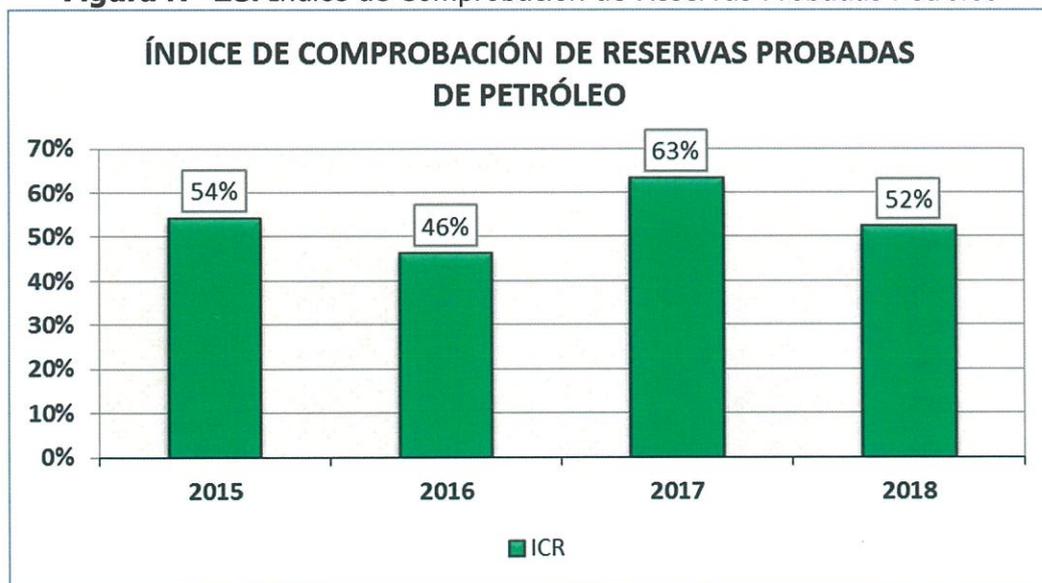
Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**X.2 INDICE DE COMPROBACIÓN DE RESERVAS (ICR)**

Indica qué tanto del total de reservas 3P, son categorizadas como reservas probadas. Valores por debajo del 50% muestran que existen volúmenes importantes con incertidumbre y que necesitan ser comprobados mediante trabajos de evaluación y comprobación.

La Figura N° 28 muestra que el ICR para el petróleo durante los años 2015, 2016, 2017 y 2018 han sido de 54%, 46%, 63% y 52% respectivamente. Estos valores indican que aproximadamente el 50% de las reservas 3P son probadas y que se requieren hacer esfuerzos para su comprobación y disminución de incertidumbre.

**Figura N° 28.** Índice de Comprobación de Reservas Probadas Petróleo



Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

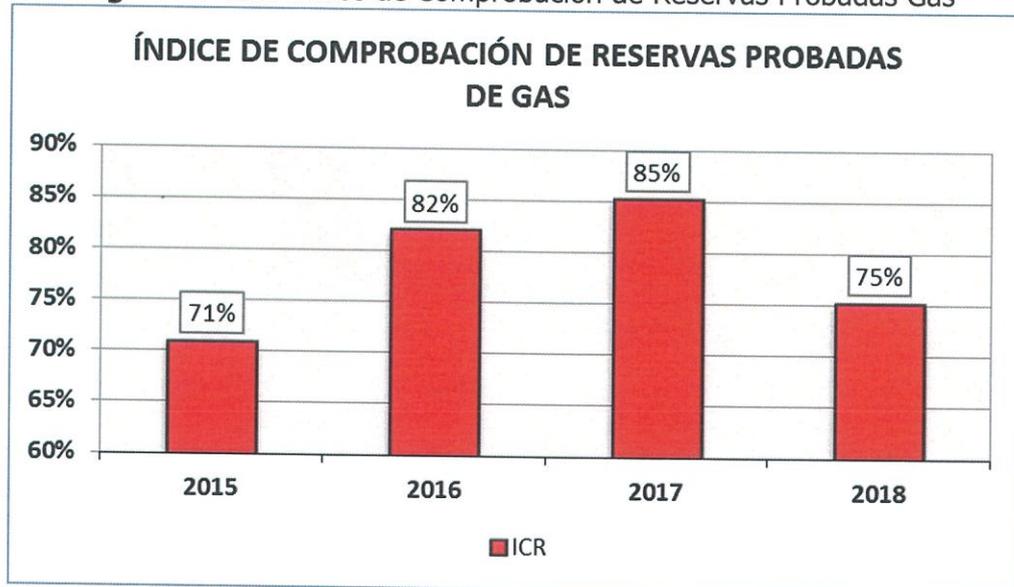
*[Handwritten signature]*

*[Handwritten signature]*

DAVID QUISPE FIGUEROA  
 Director General de Hidrocarburos

La Figura N° 29 muestra que el ICR para el gas natural es mayor al 70%. En el año 2018 el ICR ha sido de 75%. Estos valores indican que gran parte de las reservas 3P de gas natural ya son comprobadas y que no existe mayor incertidumbre de los volúmenes 3P.

**Figura N° 29.** Índice de Comprobación de Reservas Probadas Gas



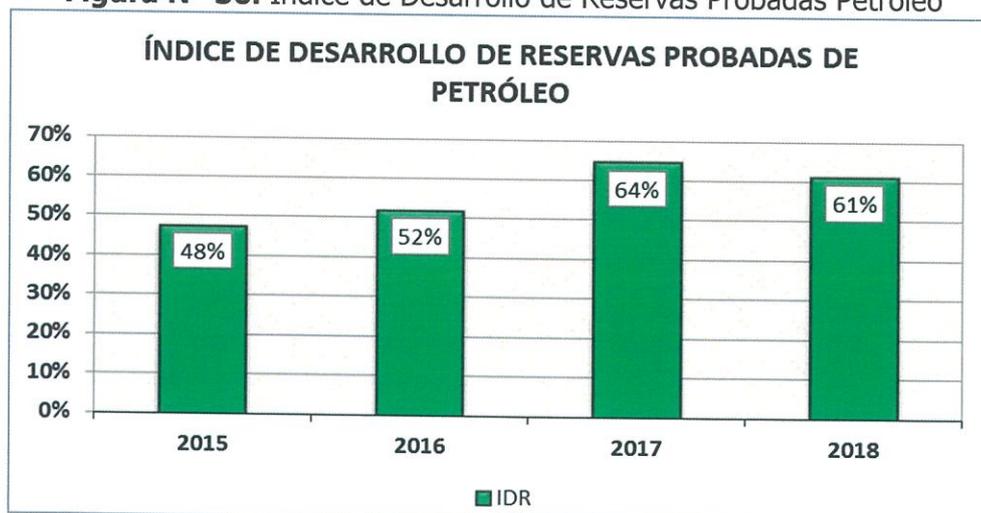
Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

### **X.3 INDICE DE DESARROLLO DE RESERVAS (IDR)**

Indica el grado en el que se han venido desarrollando las reservas que han sido categorizadas como reservas probadas. Valores por debajo del 50% indican que la mitad de las reservas probadas no está aún puesta en contexto de producción.

La Figura N° 30 muestra que el IDR del petróleo, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 son mayores al 50%, lo cual indica que no es necesario hacer un gran esfuerzo de inversión para poner en contexto de producción las reservas probadas no desarrolladas.

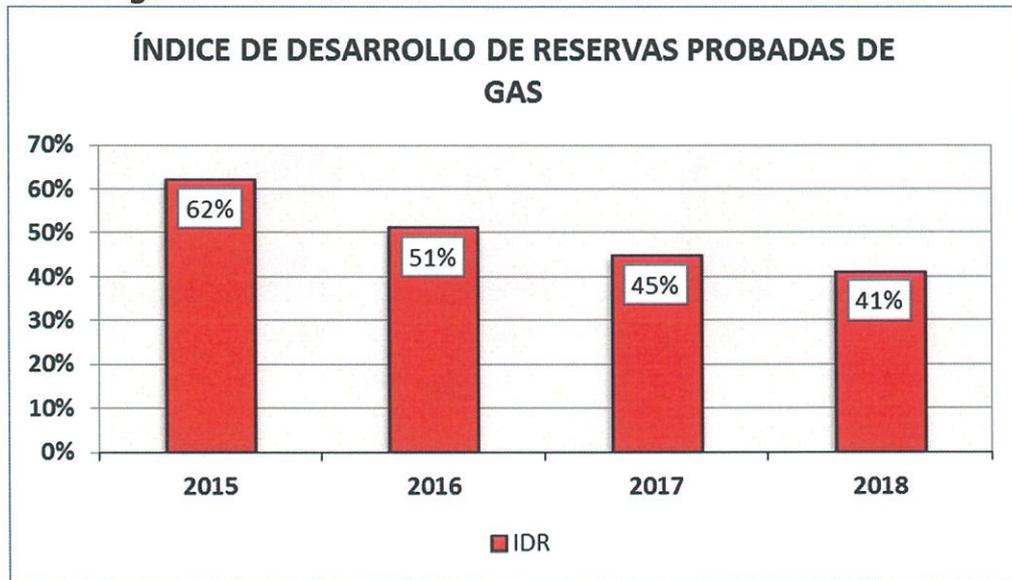
**Figura N° 30.** Índice de Desarrollo de Reservas Probadas Petróleo



Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

La Figura N° 31 muestra que el IDR para el gas natural, para los años 2015, 2016, 2017 y 2018 fue de 62%, 51%, 45% y 41% respectivamente. El gráfico muestra una disminución sostenida desde el 2015.

**Figura N° 31.** Índice de Desarrollo de Reservas Probadas Gas



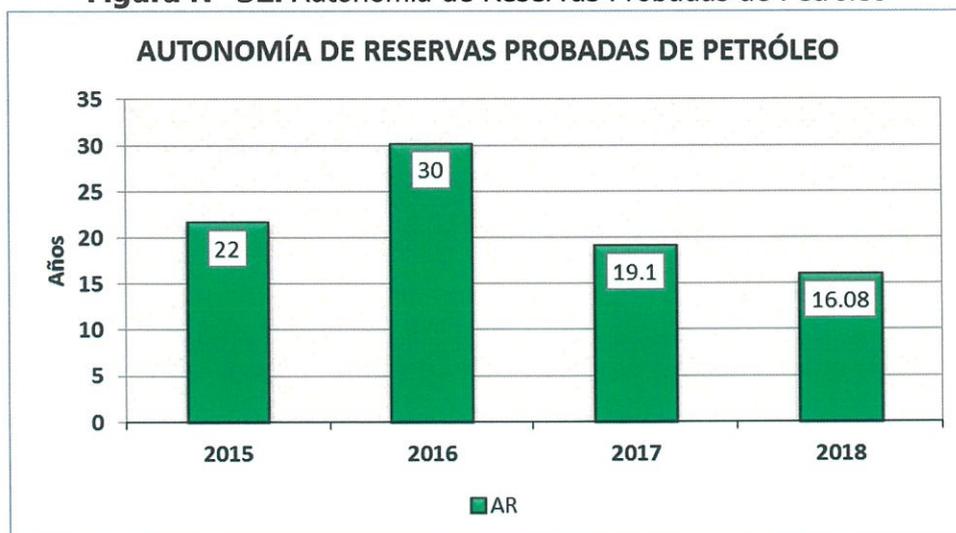
**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

#### **X.4 AUTONOMÍA DE RESERVAS (AR)**

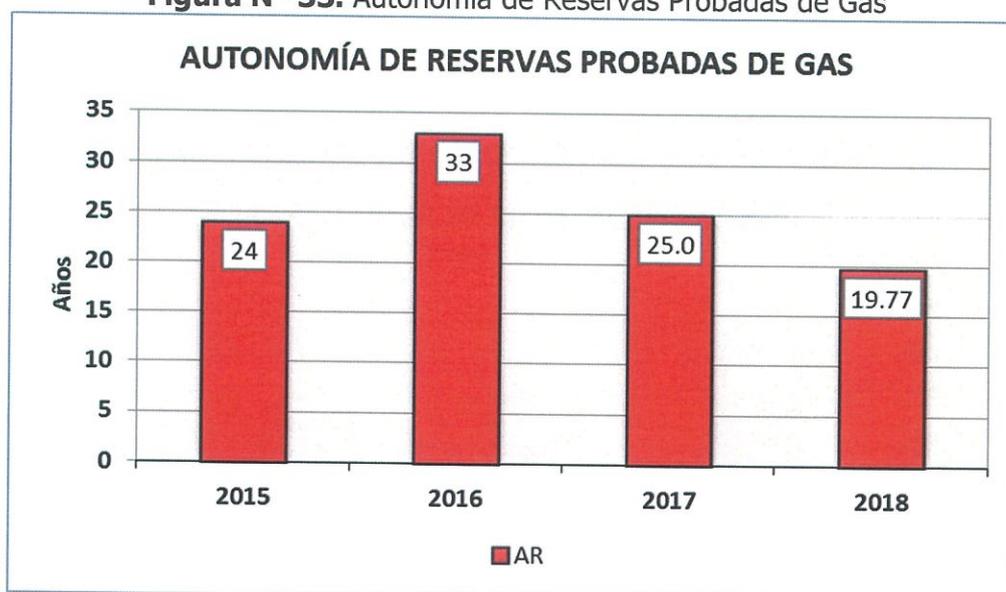
Muestra cuanto tiempo durarán las reservas probadas a la tasa de producción actual sin que haya adiciones en ellas, o por lo menos la reposición de las cantidades producidas.

La Figura N° 32 muestran la AR para el petróleo. La disminución de la AR con respecto al 2017 se debe a la disminución del régimen de producción en los lotes de Selva por inoperatividad del Oleoducto Norperuano desde febrero del 2016.

**Figura N° 32.** Autonomía de Reservas Probadas de Petróleo



**Fuente:** Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

**Figura N° 33.** Autonomía de Reservas Probadas de Gas


Fuente: Información DGH-MINEM / Figura elaborada por Gestum Total E.I.R.L

### X.5 FACTOR DE RECUPERACIÓN ACTUAL (FR<sub>a</sub>)

Muestra que porcentaje de los volúmenes originalmente in situ han sido recuperados hasta la fecha de evaluación. La Tabla N° 30 muestra el FR<sub>a</sub> para el petróleo, gas natural y LGN.

**Tabla N° 30.** Factor de recuperación actual por Zona

FR <sub>a</sub>	PETRÓLEO	GAS	LGN
ZÓCALO	8.31%	-	-
COSTA	12.39%	-	-
SELVA NORTE	20.44%	46.74%	-
SELVA CENTRAL	23.64%	40.78%	69.12%
SELVA SUR	-	31.17%	30.71%
<b>TOTAL PAIS</b>	<b>13.65%</b>	<b>40.21%</b>	<b>31.66%</b>

Fuente: Información DGH-MINEM / Tabla elaborada por Gestum Total E.I.R.L