



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas



**INFORME
PLAN DE DESARROLLO DE LOS RECURSOS
DE HIDROCARBUROS
2017 – 2021**

DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

DIRECCIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS

INFORME

**PLAN DE DESARROLLO DE LOS RECURSOS
DE HIDROCARBUROS**

2017 - 2021

Elaborado Por:

Ing. Seferino Yesquen León, Consultor Senior en Ingeniería de Reservorios.



Índice

Resumen.....	5
Introducción	7
1. Resumen del Plan de Desarrollo de Hidrocarburos 2017 – 2021 a nivel País.....	9
1.1. Actividades	9
1.1.1. En exploración	9
1.1.2. En explotación	9
1.2. Inversiones	10
1.3. Producción.....	10
2. Reservas y recursos a nivel País	12
2.1. Reservas y recursos de Petróleo a nivel País.....	12
2.2. Reservas y recursos de Gas Natural a nivel País	13
2.3. Reservas y recursos de Líquidos de Gas Natural a nivel País	14
3. Cuencas sedimentarias del Perú	15
3.1. Producción Acumulada de Petróleo y Gas por Cuenca Sedimentaria	16
3.2. Reservas y Recursos por Cuenca	17
3.2.1. Reservas Probadas de Petróleo.....	17
3.2.2. Reservas 2P y 3P de Petróleo	17
3.2.3. Reservas probadas de Gas Natural	18
3.2.4. Reservas 2P y 3P de Gas Natural.....	19
3.2.5. Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural	20
3.2.6. Reservas 2P y 3P de Líquidos de Gas Natural.....	20
3.2.7. Recursos Contingentes.....	21
3.2.8. Recursos Prospectivos.....	23
4. Actividades de Exploración y Explotación a Nivel País – Periodo 2017 – 2021	24
4.1. Actividades de exploración 2017-2021	24
4.2. Proyectos de explotación 2017-2021.....	26
5. Inversiones en Exploración y Explotación a Nivel País – Periodo 2017 – 2021.....	28
5.1. Explotación	29
5.2. Exploración	30
6. Pronóstico de Producción – Periodo 2017 – 2021	31
6.1. Petróleo.....	31
6.2. Gas Natural.....	31

Índice de Gráficos y Tablas

Gráfico 1 Actividades en Exploración	9
Gráfico 2 Actividades en Explotación	9
Gráfico 3 Inversión periodo 2017 -2021	10
Gráfico 4 Pronóstico de Producción de Petróleo a nivel país	10
Gráfico 5 Pronóstico de Producción de Gas Natural a nivel país	11
Gráfico 6 Framework de Recursos de Petróleo a nivel país	12
Gráfico 7 Framework de Recursos de Gas a nivel país	13
Gráfico 8 Framework de Recursos de Líquidos de Gas a nivel país	14
Gráfico 9 Mapa de Cuencas en el Perú	15
Gráfico 10 Producción Acumulada de Petróleo a diciembre 2016	16
Gráfico 11 Producción Acumulada de Gas a diciembre 2016	16
Gráfico 12 Reservas 1P de petróleo por cuenca	17
Gráfico 13 Reservas 2P de petróleo por cuenca	17
Gráfico 14 Reservas 3P de petróleo por cuenca	18
Gráfico 15 Reservas 1P de Gas Natural por cuenca	18
Gráfico 16 Reservas 2P de Gas Natural por cuenca	19
Gráfico 17 Reservas 3P de Gas Natural por cuenca	19
Gráfico 18 Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural por cuenca	20
Gráfico 19 Reservas 2P de Líquidos de Gas Natural por cuenca	20
Gráfico 20 Reservas 3P de Líquidos de Gas Natural por cuenca	21
Gráfico 21 Recursos Contingentes de Petróleo por cuenca	22
Gráfico 22 Recursos Contingentes de Gas Natural por cuenca	22
Gráfico 23 Recursos Prospectivos de Petróleo por cuenca	23
Gráfico 24 Recursos Prospectivos de Gas Natural por cuenca	24
Gráfico 25 Cronograma de Actividad en Exploración a nivel país	25
Gráfico 26 Distribución de Pozos Exploratorios a nivel país	25
Gráfico 27 Distribución de Pozos Confirmatorios a nivel país	26
Gráfico 28 Cronograma de Actividad en Explotación a nivel país	26
Gráfico 29 Distribución de Pozos de desarrollo a nivel país	27
Gráfico 30 Distribución de Rehabilitación y Workover de pozos (2017-2021) en Explotación ..	27
Gráfico 29 Plan de Actividad por Cuenca a nivel país	28
Gráfico 32 Inversión Total por cuenca periodo 2017-2021	28
Gráfico 33 Plan de Inversión en Explotación a nivel país	29
Gráfico 34 Presupuesto para la actividad de Explotación a nivel país	29
Gráfico 35 Plan de Inversión en Exploración a nivel país	30
Gráfico 36 Presupuesto para la actividad de Exploración a nivel país	30
Gráfico 37 Pronóstico de Producción de Petróleo a nivel país	31
Gráfico 38 Pronóstico de Producción de Gas Natural a nivel país	31

Anexo 1

Tabla 1 Principales Recursos Contingentes y Prospectivos de Petróleo – Parte 1	32
Tabla 2 Principales Recursos Contingentes y Prospectivos de Petróleo – Parte 2	33
Tabla 3 Principales Recursos Contingentes y Prospectivos de Gas	34

Anexo 2

Tabla 4 Resumen de Actividad en Exploración y Explotación por Cuencas	35
---	----

**SIMBOLOGÍA UTILIZADA**

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.
WO	Workover
Punto (.)	Para decimales
Coma (,)	Para Miles

Resumen

Como parte del proceso de Gestión de Reservas y Recursos de Petróleo y Gas Natural que lleva a cabo la Dirección General de Hidrocarburos – DGH del Ministerio de Energía y Minas, junto con el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de Diciembre del 2016, se ha preparado el INFORME DEL PLAN DE DESARROLLO DE LOS RECURSOS DE HIDROCARBUROS. El presente documento contiene el resumen de las actividades de exploración y explotación, las inversiones a ejecutar y el pronóstico de producción de petróleo y gas natural para el quinquenio 2017 – 2021 para cada una de las Cuencas Sedimentarias que actualmente tienen Lotes con contratos de exploración y/o explotación.

A fin de establecer un control de los recursos de hidrocarburos en función de sus características geológicas, los volúmenes estimados de reservas, recursos contingentes y prospectivos de petróleo y gas natural para el año 2016 han sido agrupados por Cuencas. En cuanto al petróleo, las reservas 3P han sido estimadas en 925.9 MMSTB, de las cuales 578.2 MMSTB (62.4%) se ubican en la cuenca Marañón, 209 MMSTB (22.6%) en la cuenca Talara, los restantes 138.7 MMSTB (15%) se encuentran distribuidas entre las cuencas Tumbes, Sechura y Ucayali. Las reservas 3P de gas natural han sido estimadas en 19,602 BCF. En la cuenca Ucayali se estima en 19,067 BCF, seguido de la cuenca Talara con 366 BCF y la cuenca Sechura con 169 BCF.

Los recursos contingentes de petróleo a nivel país son de 600.5 MMSTB. En la cuenca Marañón se estiman en 386.3 MMSTB, en la cuenca Talara en 173.1 MMSTB y 41.1 MMSTB se encuentran distribuidos entre las cuencas Tumbes, Ucayali y Sechura. Los recursos contingentes de gas natural se estiman en 5.1 TCF. La cuenca Ucayali tiene 3.10 TCF y los 2.0 TCF restantes se encuentran distribuidos entre las cuencas Talara, Tumbes, Sechura y Marañón.

Los recursos prospectivos de petróleo se estiman en 14,713.6 MMSTB. Las principales cuencas con gran potencial son la cuenca Marañón con 5,972 MMSTB (40.6%), la cuenca Tumbes con 3,173 MMSTB (21.6%) y la cuenca Ucayali con 1,891 MMSTB (12.9%). Los recursos prospectivos de gas natural se estiman en 42.2 TCF. Las principales cuencas con potencial son la cuenca Ucayali con 16.6 TCF, la cuenca Marañón con 6.7 TCF, la cuenca Madre de Dios con 6.4 TCF y la cuenca Huallaga con 5.6 TCF.

El Plan de Desarrollo preparado por la DGH y resumido en el presente documento, está basado exclusivamente en la información de actividades, inversiones y pronósticos de producción declarada por las empresas operadoras en sus Informes de Reservas del año 2016. Tal como se puede apreciar en el presente Informe, la baja actividad de explotación y principalmente de exploración expresada en la poca inversión a ejecutar, refleja el estado actual de la industria en el país. En adición a los bajos niveles de precios del petróleo y del gas natural registrados desde junio 2014, la demora de los procesos de licenciamiento socio ambiental para nuevos proyectos, ha generado reducciones significativas en las inversiones, afectando a la producción, reservas y el ingreso económico tanto de las empresas como del Estado.

Las principales actividades de exploración a realizarse durante el quinquenio 2017-2021 corresponden a la perforación de 31 pozos exploratorios y 5 pozos confirmatorios. En la Cuenca Marañón se tiene planificado la perforación de 8 pozos exploratorios, en la cuenca Tumbes 6, en la cuenca Talara 7 exploratorios y 1 pozo confirmatorio. Las demás actividades exploratorias se desarrollarán en las cuencas Santiago, Ucayali, cuenca Ene, cuenca Salaverry y cuenca Lima.

Las actividades de explotación corresponden por una parte a la perforación de 1,057 pozos de desarrollo, de las cuales en la cuenca Talara se perforarán 951 pozos de desarrollo, 63 en la Cuenca Sechura, 23 en la Ucayali, 15 en Marañón y 5 en Tumbes. Por otro lado, las actividades de explotación comprenden también la ejecución de 965 trabajos de workovers, de los cuales 867 trabajos se ejecutarán en la Cuenca Talara, 44 en Marañón, 26 en Sechura, 23 en Ucayali y 5 en Tumbes.

La inversión total planificada para actividades de exploración durante el quinquenio se estima en 1,572 MMUS\$, de las cuales en la cuenca Tumbes se estima invertir 496.2 MMUS\$, en la cuenca Marañón 401.5 MMUS\$, en la cuenca Ucayali 219.4 MMUS\$ y las demás inversiones en la cuenca Talara, Salaverry, Ene, Lima, Madre de Dios y Santiago. Por otro lado, la inversión total planificada para las actividades de explotación se estima en 3,395 MMUS\$, de las cuales en la cuenca Talara se estima invertir 2,105 MMUS\$, en Ucayali 1,045 MMUS\$, en Marañón 126 MMUS\$ y 119 MMUS\$ en la Cuenca Tumbes.

Como producto de las actividades programadas a realizar durante el quinquenio 2017-2021, se estima alcanzar una producción de petróleo del orden de 95,000 en el año 2021, la producción por reservas probadas desarrolladas sería del orden de 38,000 STBD, y 57,000 STBD por inversiones en perforación, workovers y recuperación secundaria. Respecto al gas natural se estima para el 2021 una producción del orden de 1,607 MMSCFD, de las cuales la producción por reservas probadas es de 1,594 MMSCFD.

Es importante mencionar que de los estimados de reservas y recursos, desde la perspectiva del Estado y alineando las principales variables técnicas, económicas, políticas, sociales, ambientales y legales, el país tiene un potencial de producción mayor a los 95,000 STBD estimados en las condiciones actuales. En tal sentido, urge generar un entorno favorable para las inversiones alineando los intereses del Estado y de los inversionistas, así como poner en valor el potencial energético proveniente de los hidrocarburos en el país.

Introducción

El PLAN DE DESARROLLO DE LOS RECURSOS DE HIDROCARBUROS está basado en la información de los proyectos que respaldan los estimados de las reservas y recursos declarados por las empresas al 31 de diciembre 2016, en el actual escenario de precios, costos de operación y régimen fiscal.

El Plan 2017 ha sido organizado agrupando los diferentes lotes en cada una de las Cuencas Sedimentarias a la que pertenecen y las actividades han sido separadas en exploración y explotación. El Perú cuenta con 18 Cuencas sedimentarias con potencial de hidrocarburos, de las cuales solo cinco se encuentran en actual explotación: Talara, Tumbes-Progreso, Marañón, Ucayali y Sechura.

En el numeral 1 del presente Informe se muestra un resumen del Plan de Desarrollo a nivel país, subdividido por actividades en exploración y explotación para el quinquenio 2017-2021. Las principales actividades de explotación corresponden a la perforación de 1,057 pozos de desarrollo y 965 trabajos de workovers. Las actividades de exploración corresponden a la perforación de 31 pozos exploratorios y 5 pozos confirmatorios, con una inversión total estimada de 4,967 de MMUS\$.

En el numeral 2 se muestra el inventario de las reservas y recursos de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural, presentados y clasificados considerando el marco de referencia del "PRMS-SPE"¹. Cabe resaltar que a diciembre 2016 las reservas 3P de petróleo son 925.9 MMSTB, de las cuales las reservas probadas son 434.9 MMSTB; las reservas 3P de gas natural son 19.6 TCF, de las cuales las reservas probadas de gas natural son 16.1 TCF y las reservas 3P de líquidos de gas natural son 978.6 MMSTB, de las cuales las reservas probadas son 789.7 MMSTB.

En el numeral 3 se muestra la producción acumulada, las reservas probadas, 2P, 3P, recursos contingentes y prospectivos de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural al 31 de diciembre del 2016 por cuencas. La cuenca con mayor cantidad de reservas probadas de petróleo es la cuenca Marañón con 254.1 MMSTB, las cuales representan un 58 % de las reservas probadas totales de petróleo; asimismo, la cuenca con mayor cantidad de reservas probadas de gas natural es la cuenca Ucayali con 15.7 TCF, las cuales representan un 97.7% de las reservas probadas totales de gas natural; la cuenca con mayor cantidad de reservas probadas de líquidos de gas natural es la cuenca Ucayali con 975.8 MMSTB que representan un 99.7% de las reservas probadas de líquidos de gas natural.

Los mayores recursos contingentes y prospectivos de petróleo se encuentran en la cuenca Marañón con un total de 386.2 MMSTB de recursos contingentes y 5,972 MMSTB de recursos prospectivos. A su vez, los mayores recursos contingentes y prospectivos de gas natural se encuentran en la cuenca Ucayali con un total de 3.1 TCF de recursos contingentes y 16.6 TCF de recursos prospectivos.

En el numeral 4 se muestra los cronogramas de actividad en exploración y explotación para el quinquenio 2017-2021. Dentro de la actividad de exploración se tiene planificado la

¹ PRMS-SPE: Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo 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).



perforación de 31 pozos exploratorios y 5 pozos confirmatorios. Asimismo, para el año 2018 se tiene previsto la perforación de 12 pozos exploratorios y 2 pozos confirmatorios, siendo este el año de mayor actividad. En la actividad de explotación se tiene planificado la perforación de 1,057 pozos de desarrollo y 965 trabajos de workovers, de los cuales el año 2017 se tiene previsto la mayor cantidad de trabajos de workovers, 269 trabajos; y el año 2019 se tiene previsto la mayor cantidad de perforación de pozos de desarrollo, 308 pozos de desarrollo.

En el numeral 5 se muestra el plan de inversión destinado a las actividades de explotación y exploración por cuenca. La inversión total en exploración para el quinquenio 2017-2021 es de 1,572 MMUS\$ y en explotación 3,395 MMUS\$. Asimismo, la cuenca con mayor inversión en exploración es la cuenca Tumbes con 496.2 MMUS\$ para el quinquenio 2017-2021 y la cuenca con mayor inversión en explotación es la cuenca Talara con 2,105 MMUS\$.

Finalmente, en el numeral 6 se muestra los pronósticos de producción correspondiente al quinquenio 2017-2021 en las cuales se observa un incremento producto de las actividades programadas a realizar en el quinquenio, estimándose para el 2021 una producción de 94,494 STBD de petróleo y 1,607 MMSCFD de gas natural.

1. Resumen del Plan de desarrollo de Hidrocarburos 2017 – 2021 a nivel País

1.1. Actividades

A nivel país en el quinquenio 2017 – 2021 se efectuarán las siguientes actividades principales:

1.1.1. En exploración

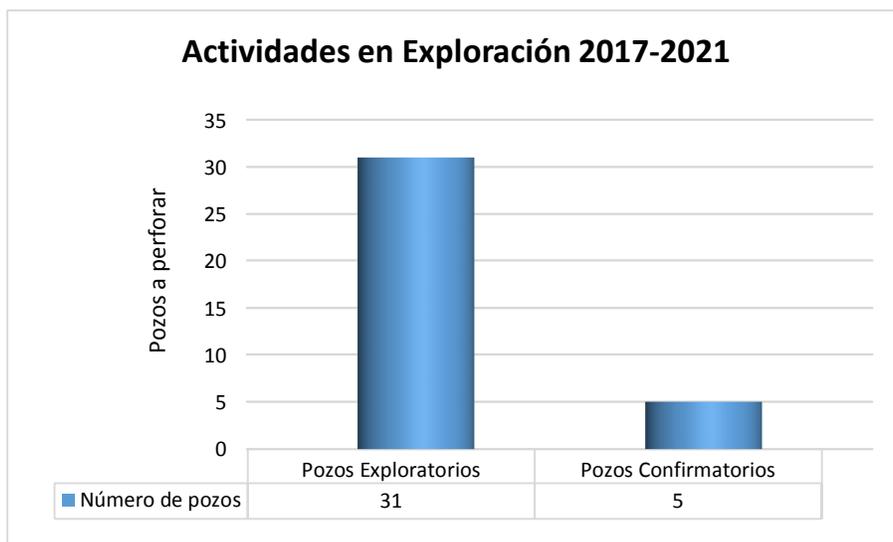


Gráfico 1: Actividades en Exploración

1.1.2. En explotación



Gráfico 2: Actividades en Explotación

1.2. Inversiones

Para la ejecución de las actividades se tienen planeadas las siguientes inversiones:

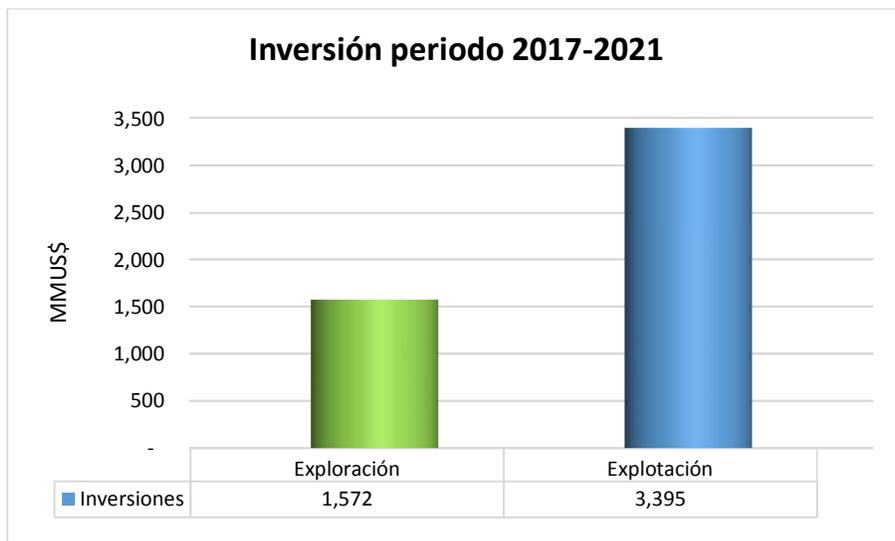


Gráfico 3: Inversión periodo 2017 -2021

1.3. Producción

La ejecución de estas actividades y la inversión planeada permitirá obtener una producción del orden de 94,494 STBD de petróleo, 1,607 MMSCFD de gas y 94,457 STBD de líquidos de gas natural en el año 2021.

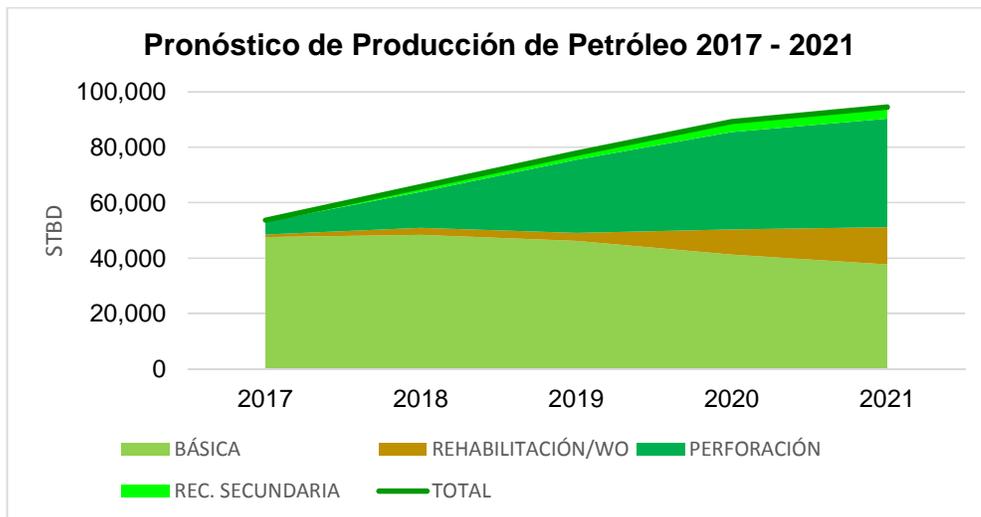


Gráfico 4: Pronóstico de Producción de Petróleo a nivel país

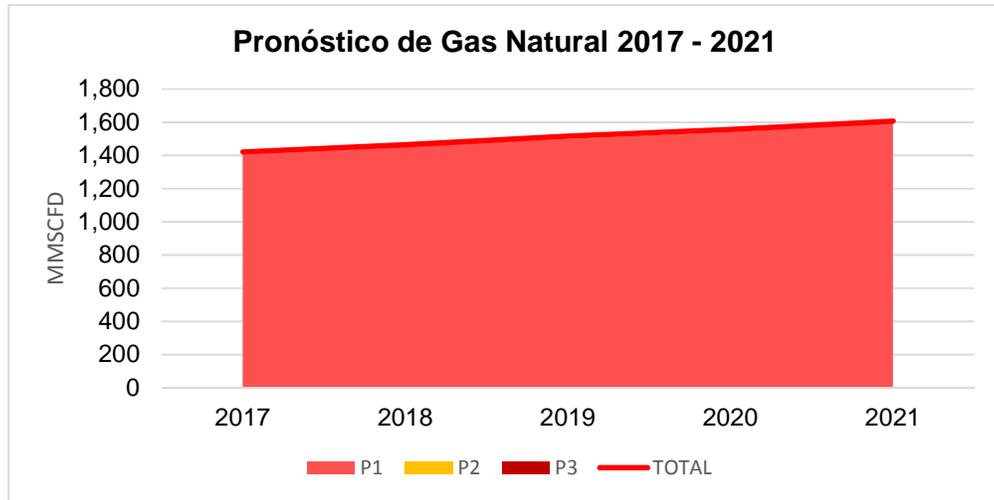


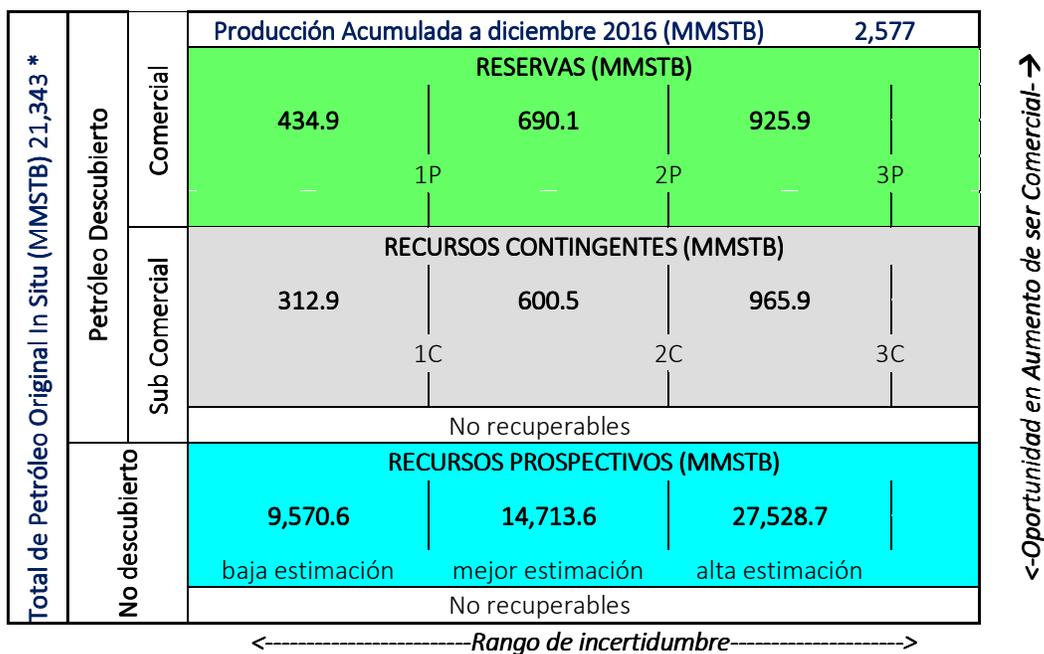
Gráfico 5: Pronóstico de Producción de Gas Natural a nivel país

2. Reservas y recursos a nivel País

La preparación del plan de hidrocarburos está basada en el inventario de los volúmenes de reservas y recursos de petróleo y gas que se tienen estimados para el país, para ello se ha considerado el marco de referencia del “PRMS-SPE”.

2.1. Reservas y recursos de Petróleo a nivel País

El Gráfico 6 muestra el inventario de los volúmenes de reservas y recursos de petróleo a nivel país estimados a diciembre 2016.



<Oportunidad en Aumento de ser Comercial->

Gráfico 6: Framework de Recursos de Petróleo a nivel país

* El total del Petróleo Original Insitu pertenece solo a los lotes con contrato en explotación.

Las principales cifras de este inventario son las siguientes:

- El volumen de petróleo originalmente in situ, de los lotes en explotación, ha sido del orden 21,343 MMSTB.
- El petróleo producido acumulado a diciembre 2016 es de 2,577 MMSTB, lo cual representa una eficiencia de recuperación actual del orden 12.1%.
- Las reservas 2P son de 690.1 MMSTB y 3P son de 925.9 MMSTB, de las cuales 434.9 MMSTB son reservas probadas.
- Los recursos contingentes 2C son de 600.5 MMSTB, de los cuales 66% se encuentran en contratos de Explotación, el cual podría ser una ventaja para reclasificarlos a Reservas.
- Los recursos prospectivos, en el nivel de mejor estimación, son del orden de 14,713.6 MMSTB, de los cuales el 8% se encuentra en lotes con contrato en Explotación, 41% en contratos de Exploración y 51% en Áreas no operadas.

2.2. Reservas y recursos de Gas Natural a nivel País

El Gráfico 7 muestra el inventario de los volúmenes de reservas y recursos de gas a nivel país estimados a diciembre 2016.

Total de Gas Original In Situ (BCF) 35,597 *	Gas Descubierta	Comercial	Producción Acumulada a diciembre 2016 (BCF)			7,374	
			RESERVAS (BCF)				
		16,091	17,948	19,602	1P	2P	3P
	Sub Comercial	RECURSOS CONTINGENTES (BCF)					
		3,114	5,117	7,351	1C	2C	3C
		No recuperables					
No descubierta	RECURSOS PROSPECTIVOS (BCF)						
	33,191	42,201	51,910	baja estimación	mejor estimación	alta estimación	
	No recuperables						

<-----Rango de incertidumbre----->

->Oportunidad en Aumento de ser Comercial->

Gráfico 7: Framework de Recursos de Gas a nivel país

* El total del Gas Original Insitu pertenece solo a los campos de gas.

Las principales cifras de este inventario son las siguientes:

- El volumen de gas originalmente in situ, de los lotes en explotación, ha sido del orden 35,597 BCF.
- El gas natural producido acumulado de los campos de gas a diciembre 2016 es de 5,104 BCF, lo cual representa una eficiencia de recuperación actual del orden 14.3%.
- Las reservas 2P son de 17,948 BCF y las 3P son 19,602 BCF; de las cuales 16,091 BCF son reservas probadas.
- Los recursos contingentes 2C son de 5,117 BCF, de los cuales el 62% se ubican en la cuenca Ucayali.
- Los recursos prospectivos, en el nivel de mejor estimación, son del orden de 42,201 BCF, de los cuales el 32% se encuentra en lotes con contrato en Explotación, 19% en contratos en Exploración y 49% en Áreas no operadas.

2.3. Reservas y recursos de Líquidos de Gas Natural a nivel País

El Gráfico 8 muestra el inventario de los volúmenes de reservas y recursos de líquidos de gas natural a nivel país estimados a diciembre 2016.

Total de Gas Original In Situ (MMSTB)	Gas Descubierta	Comercial	Producción Acumulada a diciembre 2016 (MMSTB) 611.9		
			RESERVAS (MMSTB)		
			789.7	902.3	978.6
	Sub Comercial	RECURSOS CONTINGENTES (MMSTB)			
		126.9	190.0	281.1	
		1P	2P	3P	
No descubierta	No recuperables				
	RECURSOS PROSPECTIVOS (MMSTB)				
	1,189.9	1,549.0	2,024.2		
	baja estimación	mejor estimación	alta estimación		
No recuperables					

←-----Rango de incertidumbre-----→

←Oportunidad en Aumento de ser Comercial-→

Gráfico 8: Framework de Recursos de Líquidos de Gas a nivel país

- Los líquidos de gas natural acumulado a diciembre 2016 son de 611.9 MMSTB.
- Las reservas 2P son de 902.3 MMSTB y las 3P son 978.6; de las cuales 789.7 MMSTB son reservas probadas.
- Los recursos contingentes 2C son de 190 MMSTB, de los cuales el 99.7% se ubican en la cuenca Ucayali.
- Los recursos prospectivos, en el nivel de mejor estimación, son del orden de 1,549 MMSTB, de los cuales el 37.8% se encuentra en lotes con contrato en Explotación, 17.6% en contratos en Exploración y 44.6% en Áreas no operadas.

3. Cuencas sedimentarias del Perú

El Perú cuenta con 18 cuencas con potencial de hidrocarburos, con un área de 83 millones de hectáreas, del total de cuencas, 10 se ubican en Costa, 6 en la Selva y la Faja Plegada y Corrida subandina y 2 intermontañas. Actualmente solo cinco se encuentran en fase de explotación: Talara, Tumbes-Progreso, Marañón, Ucayali y Sechura. El *Gráfico 9* muestra la ubicación de las diferentes cuencas sedimentarias del país.

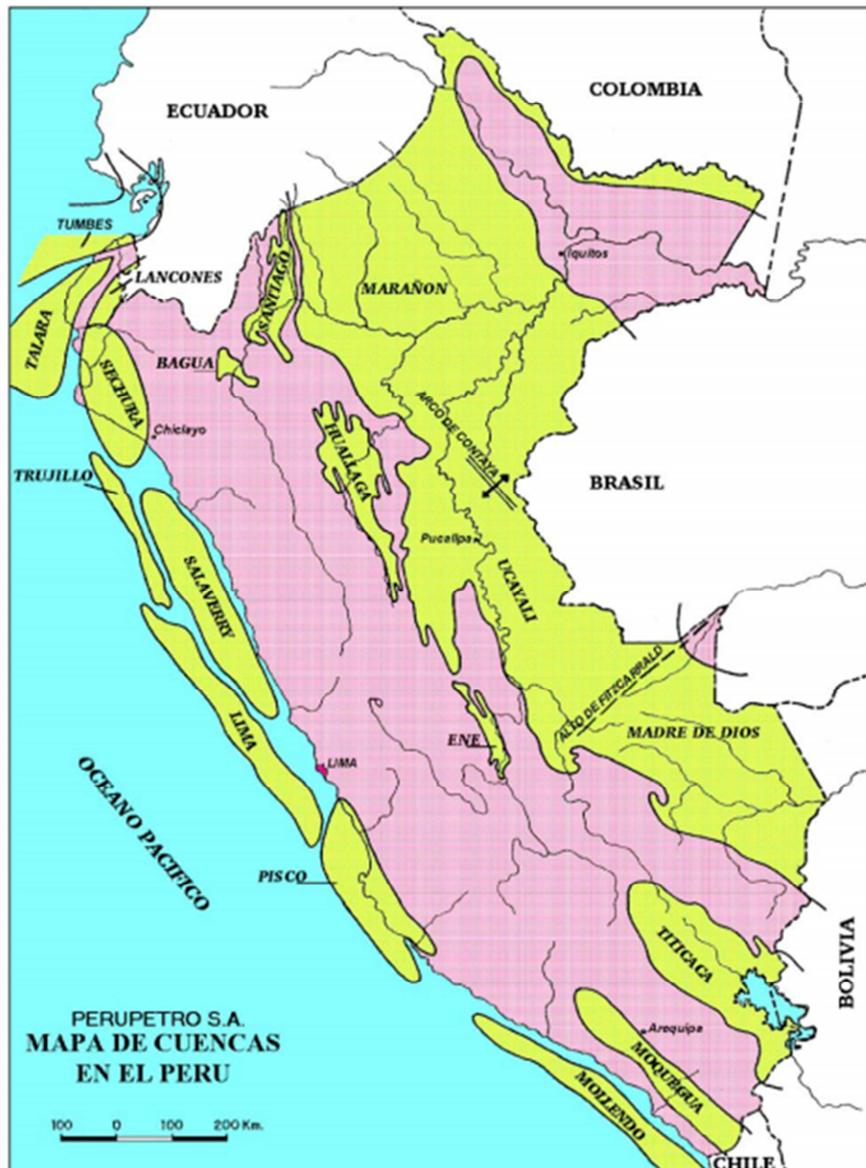


Gráfico 9: Mapa de Cuencas en el Perú

A diciembre 2016, las cuencas tienen una producción acumulada de 2,577 millones de barriles de petróleo y 7,374 billones de pies cúbicos de gas. Las principales cuencas productoras de petróleo son Talara y Marañón, mientras que las principales productoras de gas son Ucayali y Talara. Los Gráfico 10 y Gráfico 11 muestran la distribución por cuenca de la producción acumulada de petróleo y gas.

3.1. Producción Acumulada de Petróleo y Gas por Cuenca Sedimentaria

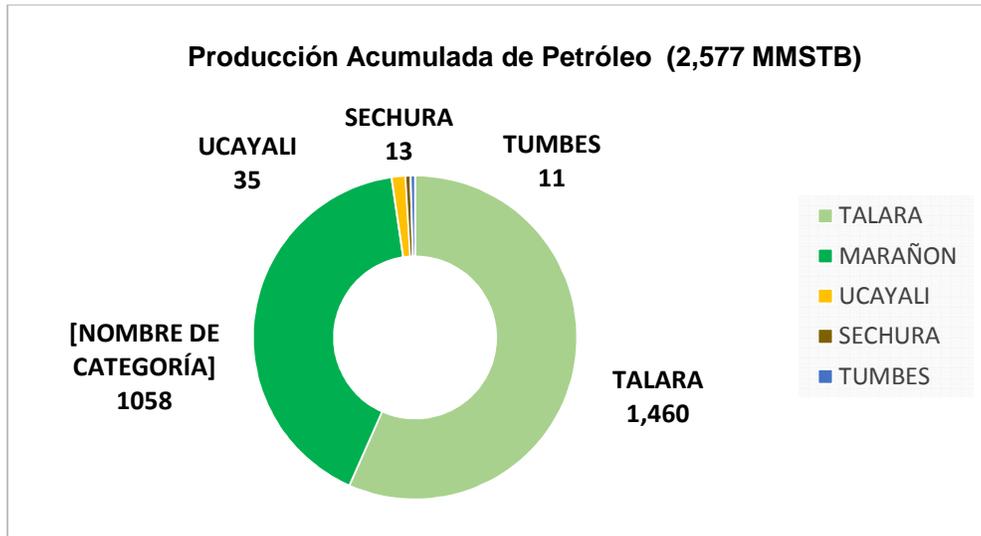


Gráfico 10: Producción Acumulada de Petróleo a diciembre 2016

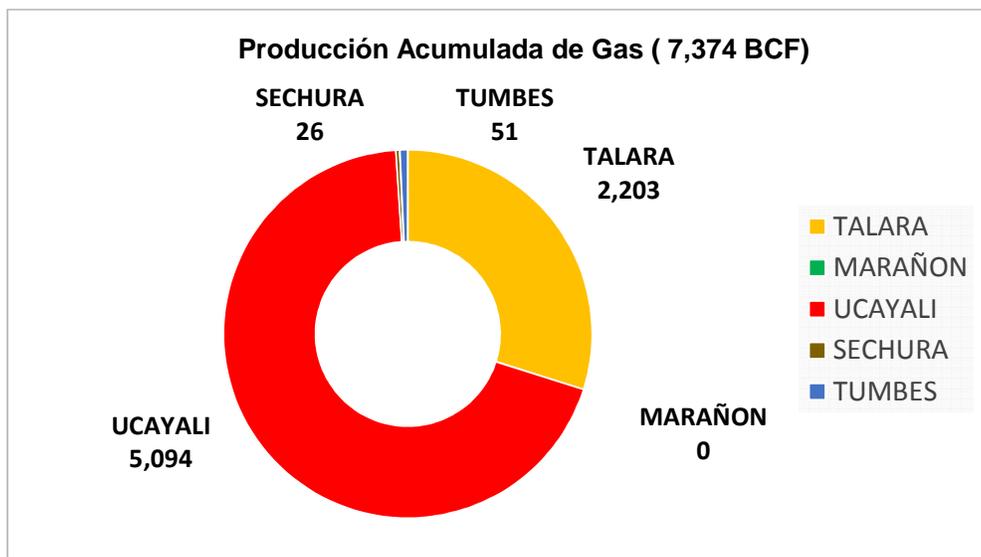


Gráfico 11: Producción Acumulada de Gas a diciembre 2016

3.2. Reservas y Recursos por Cuenca

3.2.1. Reservas Probadas de Petróleo

Las reservas probadas de petróleo a nivel país son de 434.9 MMSTB, de los cuales la cuenca Marañón tiene 254.1 MMSTB, que equivalen al 58% de las reservas probadas totales, seguido de la cuenca Talara con 156.7 MMSTB que equivalen al 36% y las cuencas Tumbes, Ucayali y Sechura con un 2%.

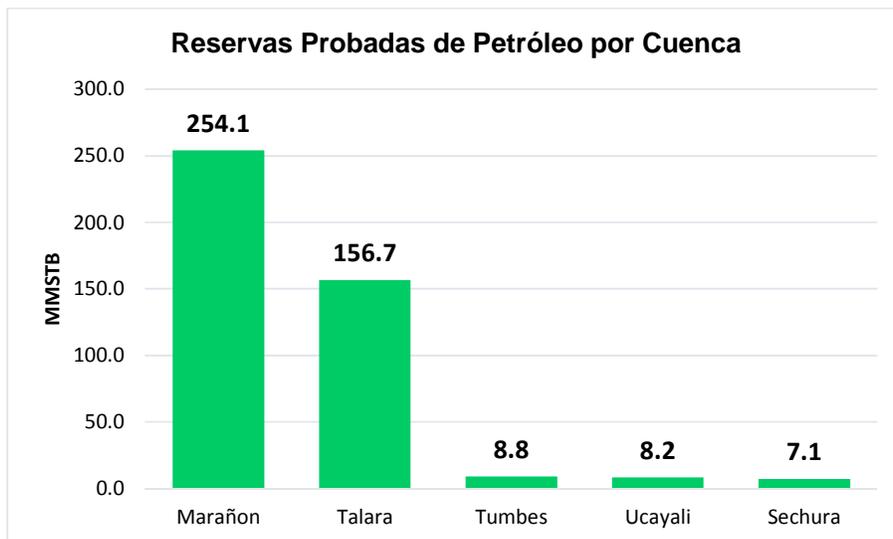


Gráfico 12: Reservas 1P de petróleo por cuenca

3.2.2. Reservas 2P y 3P de Petróleo

Las reservas 2P de petróleo a diciembre 2016 son 690.1 MMSTB, del Gráfico 13 se observa que la cuenca Marañón tiene 431.7 MMSTB que equivalen al 63% de las reservas 2P totales, seguido de la cuenca Talara con 194 MMSTB con un 28%, la cuenca Tumbes con un 6% y las cuencas Ucayali y Sechura con 1.5%.

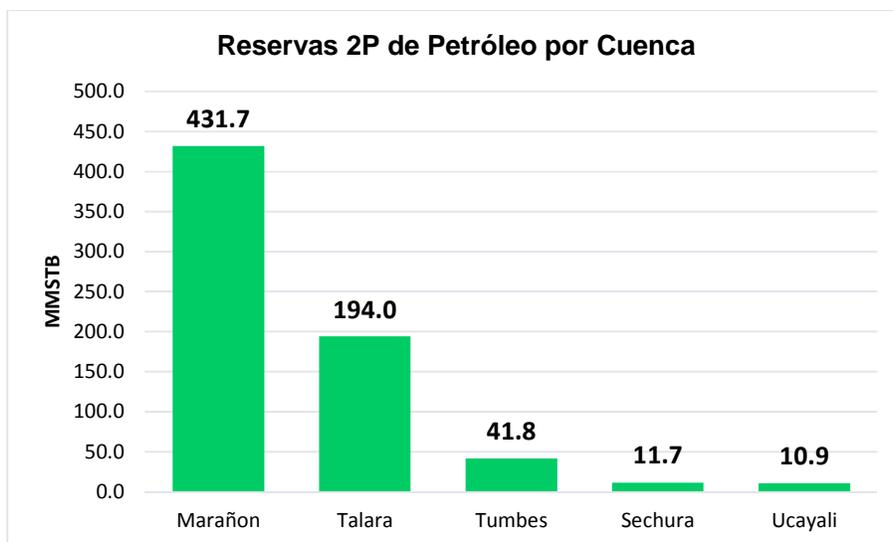


Gráfico 13 Reservas 2P de petróleo por cuenca

Las reservas 3P de petróleo a diciembre 2016 son 925.9 MMSTB, del Gráfico 14 se observa que la cuenca Marañón tiene 578.2 MMSTB que equivalen al 62% de las reservas 3P totales, seguido de la cuenca Talara con 209 MMSTB con un 23%, las cuencas Tumbes y Sechura con 7% y 6% y la cuenca Ucayali con 2%.

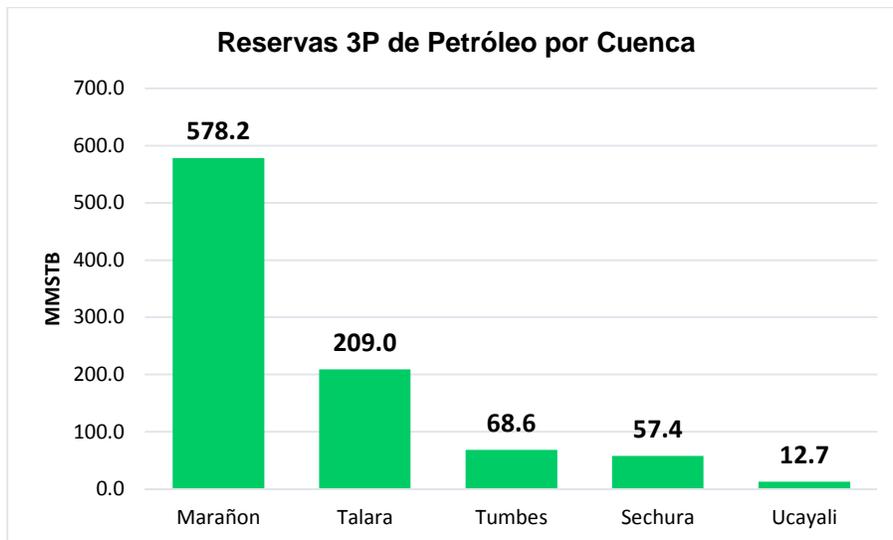


Gráfico 14: Reservas 3P de petróleo por cuenca

3.2.3. Reservas probadas de Gas Natural

Las reservas probadas de Gas Natural a nivel país son 16,091 BCF, de los cuales la cuenca Ucayali tiene 15,725 BCF que equivalen al 97.7% de las reservas probadas totales, la cuenca Talara con 270 BCF que equivalen al 1.7% y la cuenca Sechura con 0.6%.

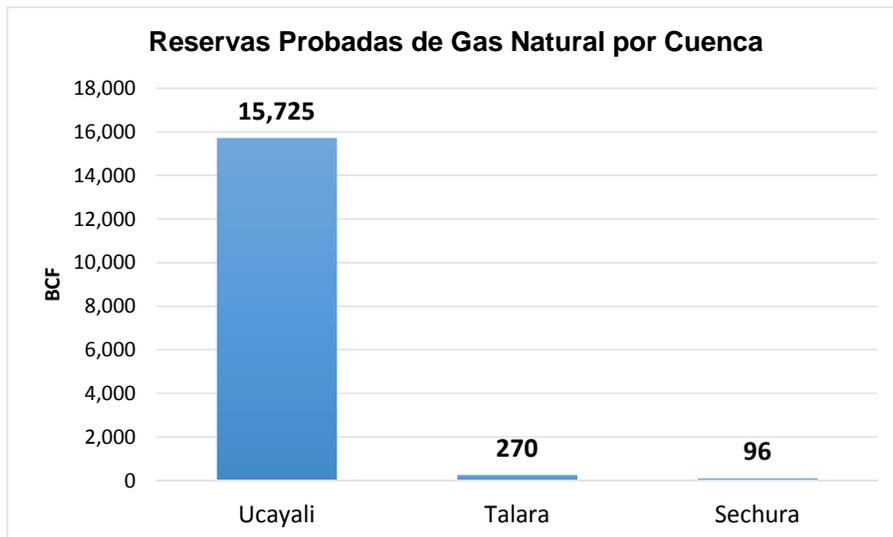


Gráfico 15: Reservas 1P de Gas Natural por cuenca

3.2.4. Reservas 2P y 3P de Gas Natural

Las reservas 2P de gas a diciembre 2016 son 17,948 BCF, del Gráfico 16 se observa que la cuenca Ucayali tiene 17,511 BCF que equivalen al 97.6% de las reservas 2P totales, seguido de la cuenca Talara con 334 BCF con un 1.9% y la cuenca Sechura con 0.5%.

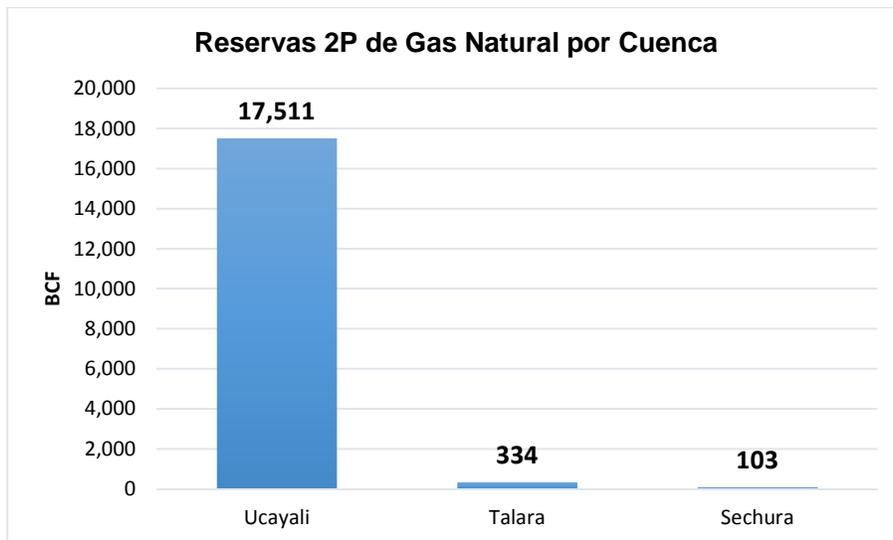


Gráfico 16: Reservas 2P de Gas Natural por cuenca

Las reservas 3P de gas natural a diciembre 2016 son 19,602 BCF, del Gráfico 17 se observa que la cuenca Ucayali tiene 19,067 BCF que equivalen al 97.3% de las reservas 3P totales, seguido de la cuenca Talara con 366 BCF con un 1.9% y la cuenca Sechura con 0.8%.

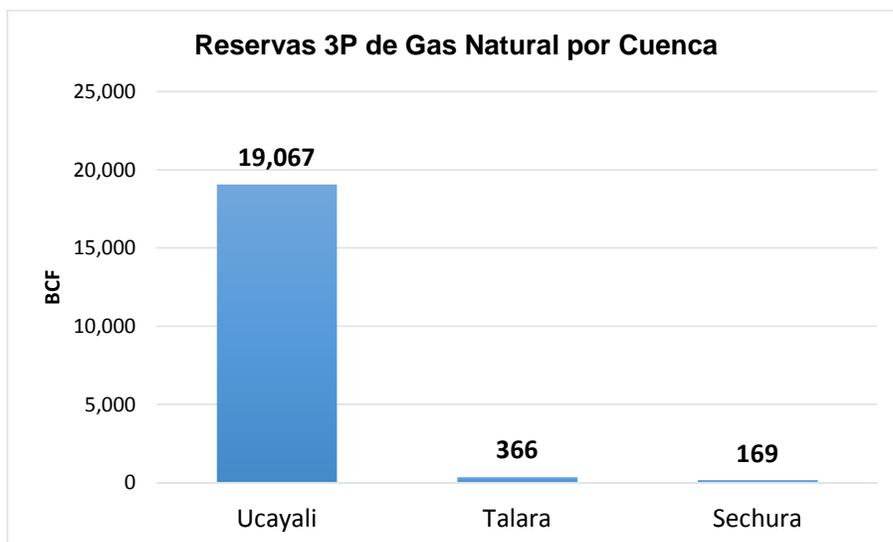


Gráfico 17: Reservas 3P de Gas Natural por cuenca

3.2.5. Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural

Las reservas probadas de líquidos de gas natural a nivel país son de 789.7 MMSTB, de los cuales la cuenca Ucayali tiene 787.3 MMSTB, que equivalen al 99.7% de las reservas probadas totales, seguido de la cuenca Talara con 2.4 MMSTB que equivalen al 0.3%.

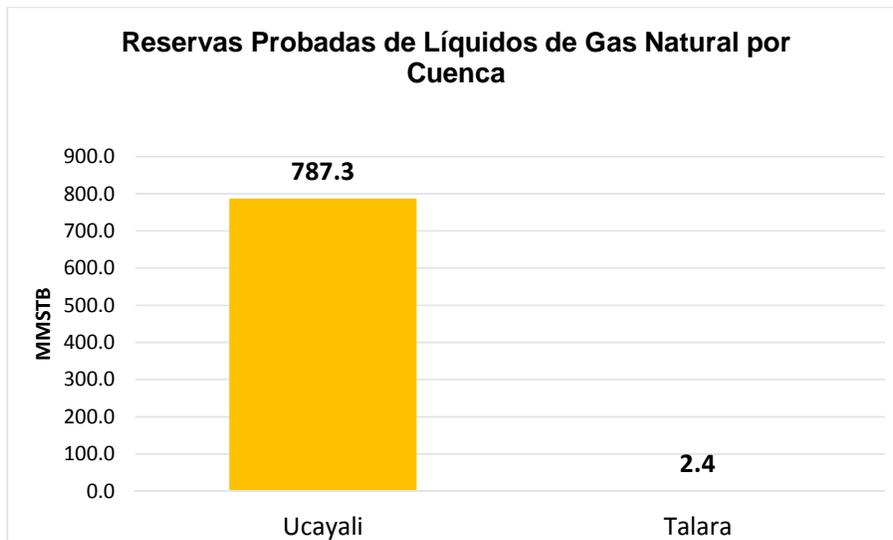


Gráfico 18: Reservas Probadas de Líquidos de Gas Natural por cuenca

3.2.6. Reservas 2P y 3P de Líquidos de Gas Natural

Las reservas 2P de líquidos de gas natural a diciembre 2016 son 902.3 MMSTB, del Gráfico 19 se observa que la cuenca Ucayali tiene 899.9 MMSTB que equivalen al 99.7% de las reservas 2P totales, seguido de la cuenca Talara con 2.4 MMSTB con un 0.3%.

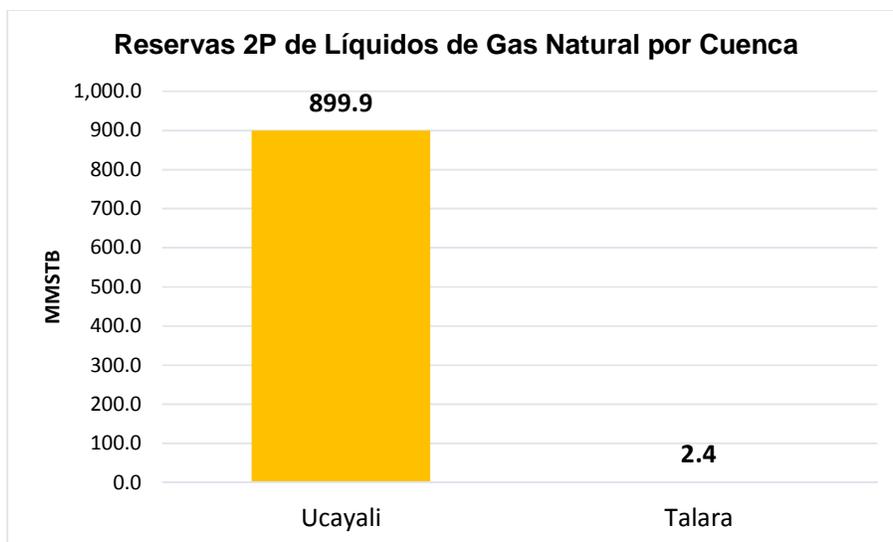


Gráfico 19: Reservas 2P de Líquidos de Gas Natural por cuenca

Las reservas 3P de líquidos de gas a diciembre 2016 son 978.6 MMSTB, del Gráfico 20 se observa que la cuenca Ucayali tiene 975.9 MMSTB que equivalen al 99.7% de las reservas 3P totales, seguido de la cuenca Talara con 2.7 MMSTB con un 0.3%.

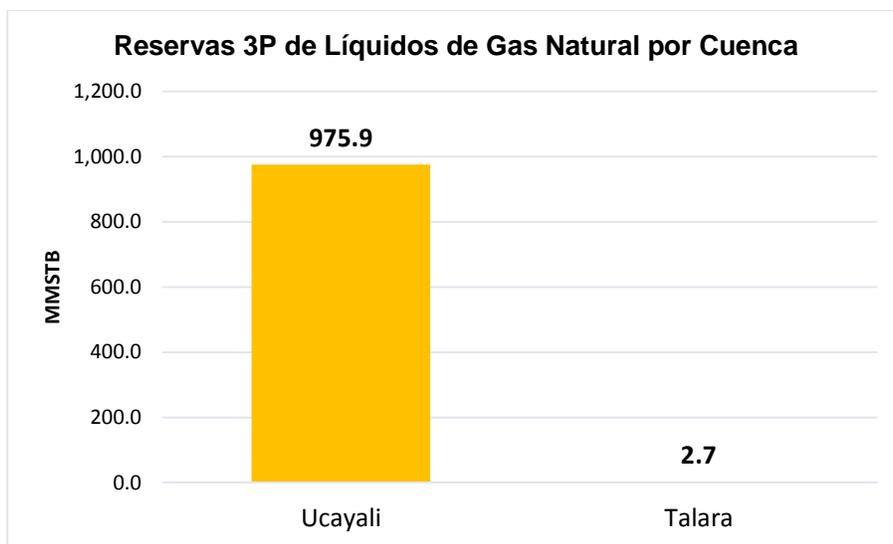


Gráfico 20 Reservas 3P de Líquidos de Gas Natural por cuenca

3.2.7. Recursos Contingentes

Los recursos contingentes se definen como “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”². A diciembre 2016 los recursos contingentes de petróleo son 600.5 MMSTB y 5.1 TCF de gas natural.

3.2.7.1. Petróleo

Con respecto a los recursos contingentes de petróleo, del Gráfico 21 se puede observar que los mayores volúmenes se encuentran en las cuencas Marañón (386.2 MMSTB) y Talara (173.1 MMSTB).

² Definición alineada a la SPE/WPC/AAPG/SPEE “SPE-PRMS 2009”

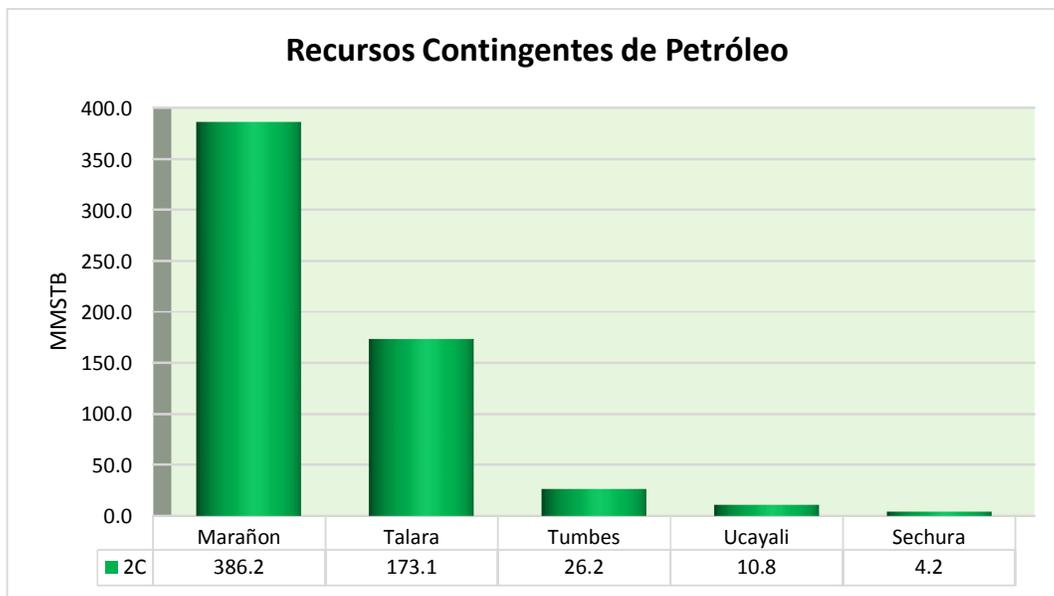


Gráfico 21: Recursos Contingentes de Petróleo por cuenca

En la cuenca Marañón, los lotes 39 y 192 son los que presentan mayores contingencias. Los recursos contingentes del lote 192 están asociados a volúmenes de ubicaciones de perforación, que requieren un estudio de optimización más detallado. En la cuenca Talara, los lotes Z-2B y X son los que presentan mayores contingencias debido principalmente a postergación de sus proyectos de perforación y recuperación secundaria por factores económicos.

3.2.7.2. Gas Natural

Con respecto a los recursos contingentes de Gas Natural, del Gráfico 22 se puede observar que los mayores volúmenes se encuentran en las cuencas Ucayali y Talara.

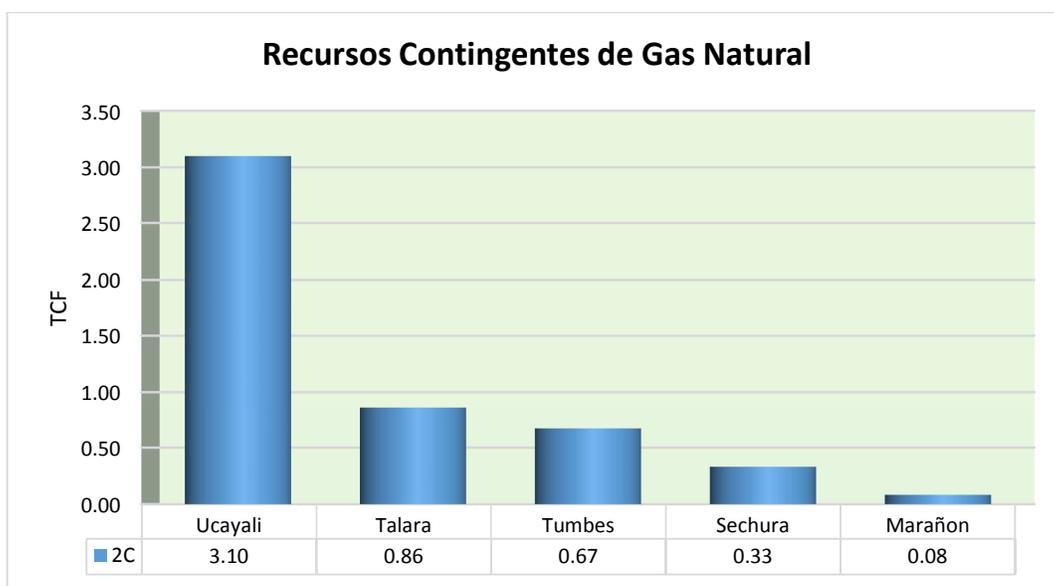


Gráfico 22: Recursos Contingentes de Gas Natural por cuenca

En la cuenca Ucayali, los campos Cashiriari y San Martín del lote 88 son los que presentan mayores contingencias, debido a la incertidumbre en el volumen de Gas In Situ de los reservorios de gas.

En la cuenca Talara, los campos San Francisco, San Pedro Este, Yasila, Santa Catalina, Punta Amarillo del lote Z-2B presentan volúmenes no comerciales.

En la cuenca Tumbes, los yacimientos Piedra Redonda, Corvina y Albacora del lote Z-1 son los que presentan mayores contingencias debido a la falta de un mercado potencial del gas, revisión de data técnica y ejecución de prueba de pozo para definir comercialidad.

3.2.8. Recursos Prospectivos

Los recursos prospectivos se definen como ³“Las cantidades de petróleo y gas natural estimadas, a una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones aun no descubiertas”. Los recursos prospectivos a diciembre 2016 de petróleo son 14,713.6 MMSTB y de gas natural 42.2 TCF.

3.2.8.1. Petróleo

Con respecto a los recursos prospectivos de petróleo, se puede observar que los mejores prospectos de petróleo se encuentran en las cuencas Marañón y Tumbes.

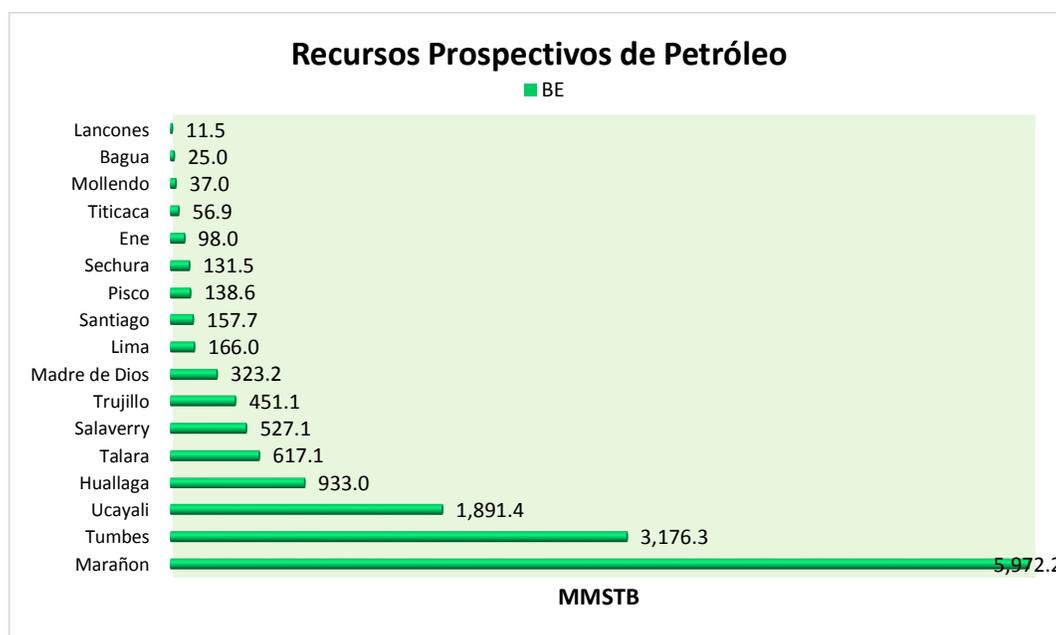


Gráfico 23: Recursos Prospectivos de Petróleo por cuenca

En la cuenca Tumbes, los prospectos Bonito, Marina, Tiburón, Charlie, Perico, Baleen y Humpback del lote Z-38, son los que presentan mayor volumen de recursos. En la cuenca Marañón, el prospecto A/B/C del lote 135, los prospectos no detallados del lote 39 y el prospecto Harpía-Saltarín de los lotes 123 y 129 son los que tienen mayores recursos.

³ Definición alineada a la SPE/WPC/AAPG/SPEE “SPE-PRMS 2009”

3.2.8.2. Gas Natural

Con respecto a los recursos prospectivos de gas natural, se puede observar en el Gráfico 24 que los mejores prospectos de gas se encuentran en las cuencas Ucayali, Marañón y Madre de Dios.

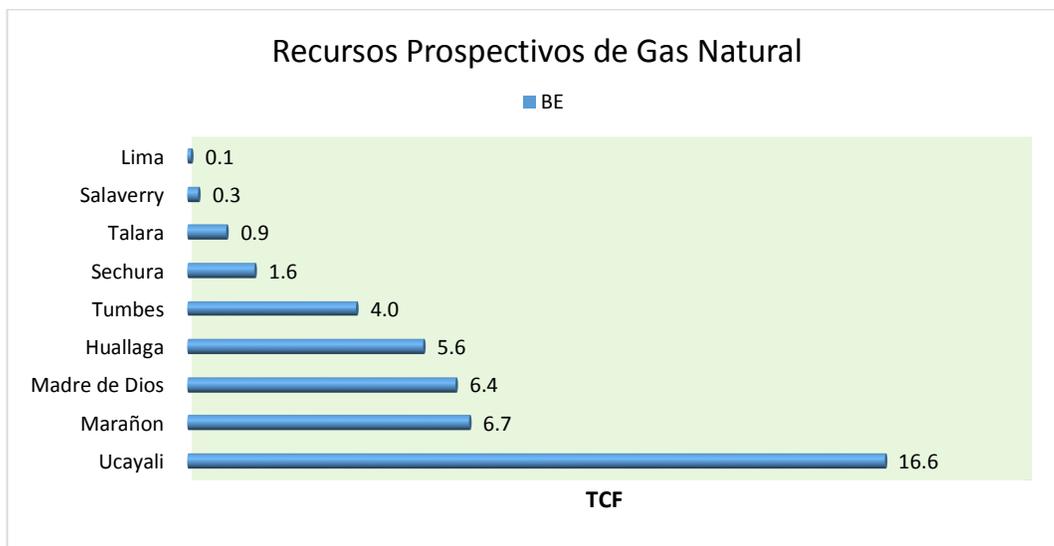


Gráfico 24 Recursos Prospectivos de Gas Natural por cuenca

En la cuenca Ucayali, el mayor prospecto pertenece a Zona Triangular del campo San Martín y Nuevas Oportunidades exploratorias en el lote 88. En la cuenca Madre de Dios, el prospecto B6 del lote 76 es el de mayores recursos.

En el Anexo 1, se presenta un resumen de los principales recursos contingentes y prospectivos de gas y sus proyectos asociados de los lotes con contrato a nivel país.

4. Actividades de Exploración y Explotación a Nivel País – Periodo 2017 – 2021

Las actividades de exploración y explotación para el presente quinquenio se encuentran dentro de un cronograma de actividades y en la distribución de actividad por cuenca. Las principales actividades en exploración están centradas en la perforación de 31 pozos de exploratorios y 5 pozos confirmatorios. La actividad de explotación contempla principalmente la perforación de 1,057 pozos de desarrollo y la ejecución de 965 trabajos de workover.

4.1. Actividades de exploración 2017-2021

La actividad programada en exploración para el periodo 2017 – 2021 se centra en la perforación de 31 pozos exploratorios y 5 confirmatorios. Del Gráfico 25 se observa que el 2018 es el año con mayor actividad exploratoria, realizándose la perforación de 12 pozos exploratorios y 2 confirmatorios



Gráfico 25: Cronograma de Actividad en Exploración a nivel país

En los Gráfico 26 y Gráfico 27 podemos ver que la mayor actividad exploratoria se centra en las cuencas Marañón, Talara y Tumbes.

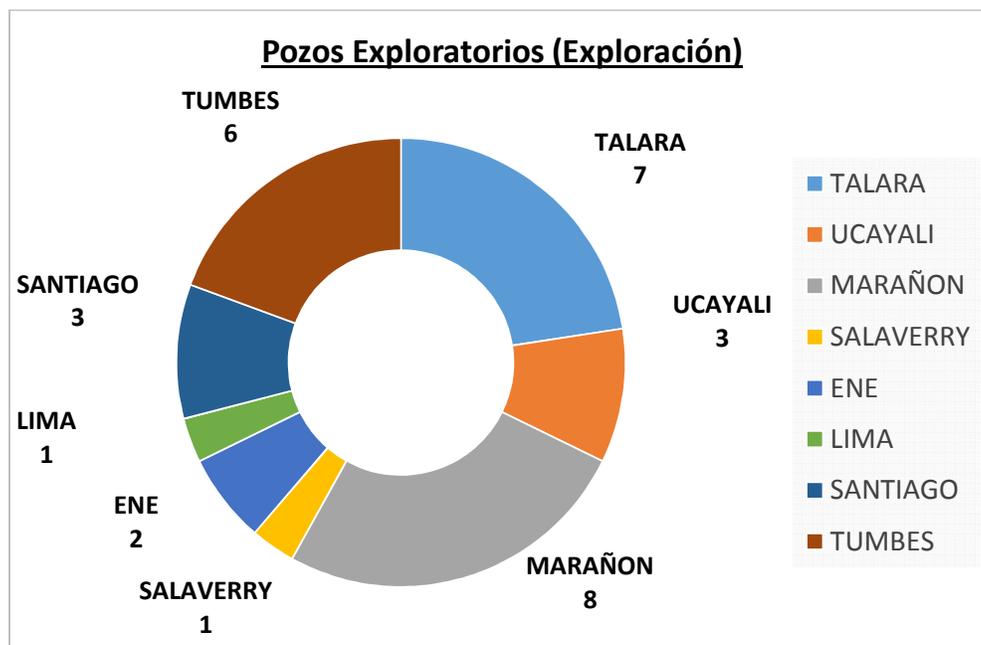


Gráfico 26: Distribución de Pozos Exploratorios a nivel país

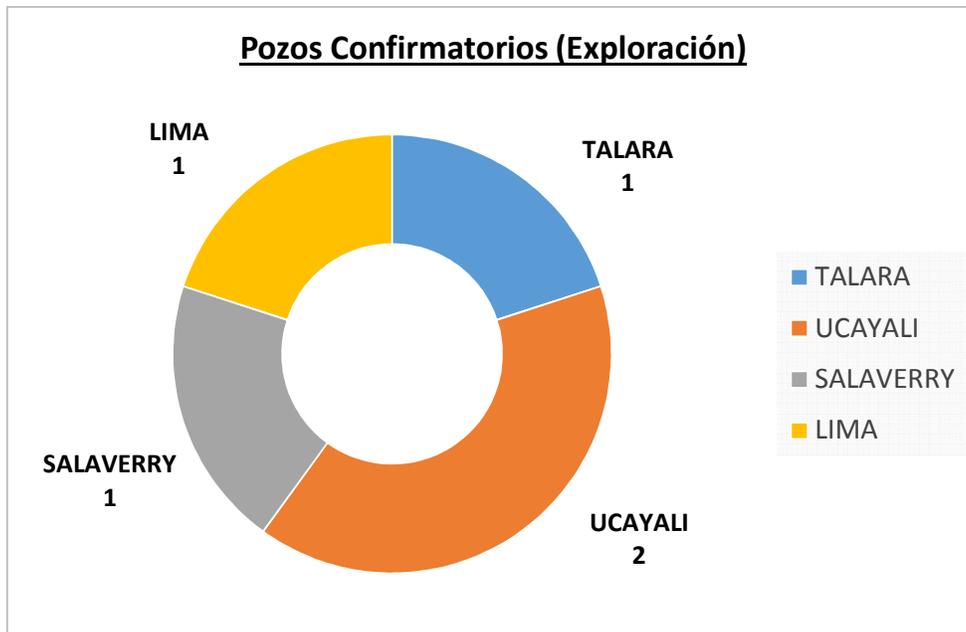


Gráfico 27 Distribución de Pozos Confirmatorios a nivel país

4.2. Proyectos de explotación 2017-2021

La actividad programada en explotación para el periodo 2017 – 2021 consiste en la perforación de 1,057 pozos de desarrollo, y la ejecución de 965 trabajos de rehabilitación y Workovers de pozos. Del Gráfico 28 se observa que la mayor ejecución de trabajos de rehabilitación y Workovers se desarrolla en el 2017, mientras que la mayor cantidad de pozos de desarrollo perforados se desarrollará en el año 2019.

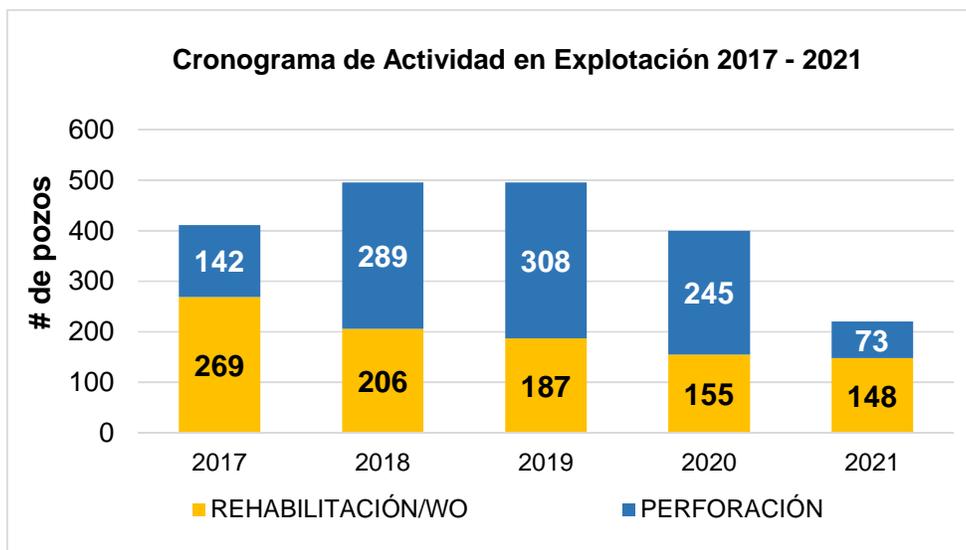


Gráfico 28: Cronograma de Actividad en Explotación a nivel país

En los Gráfico 29 y Gráfico 30 podemos ver que el 90% de la actividad de explotación se desarrolla en la cuenca Talara.

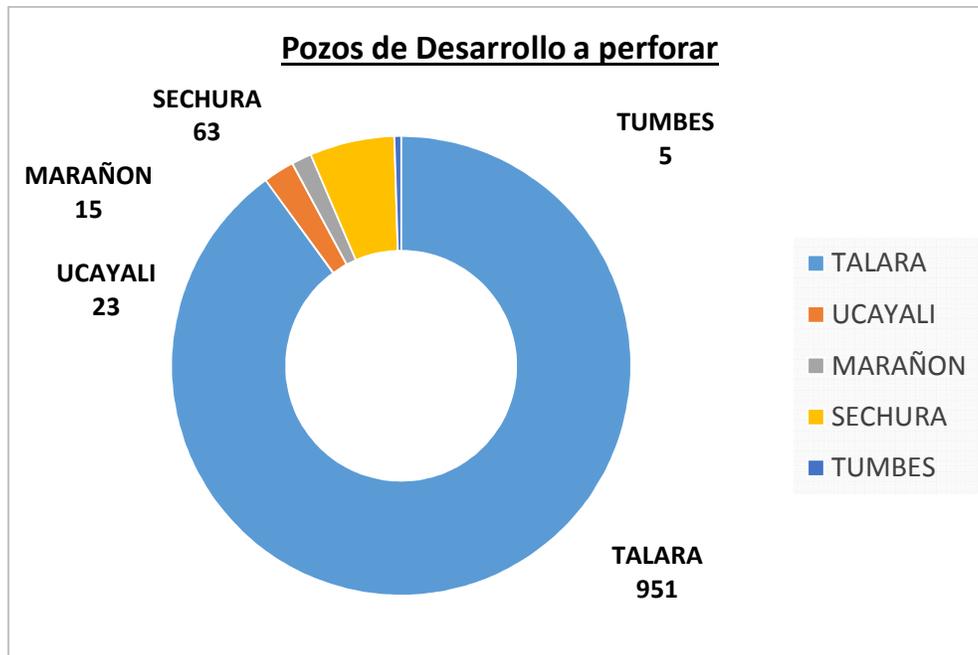


Gráfico 29: Distribución de Pozos de desarrollo a nivel país

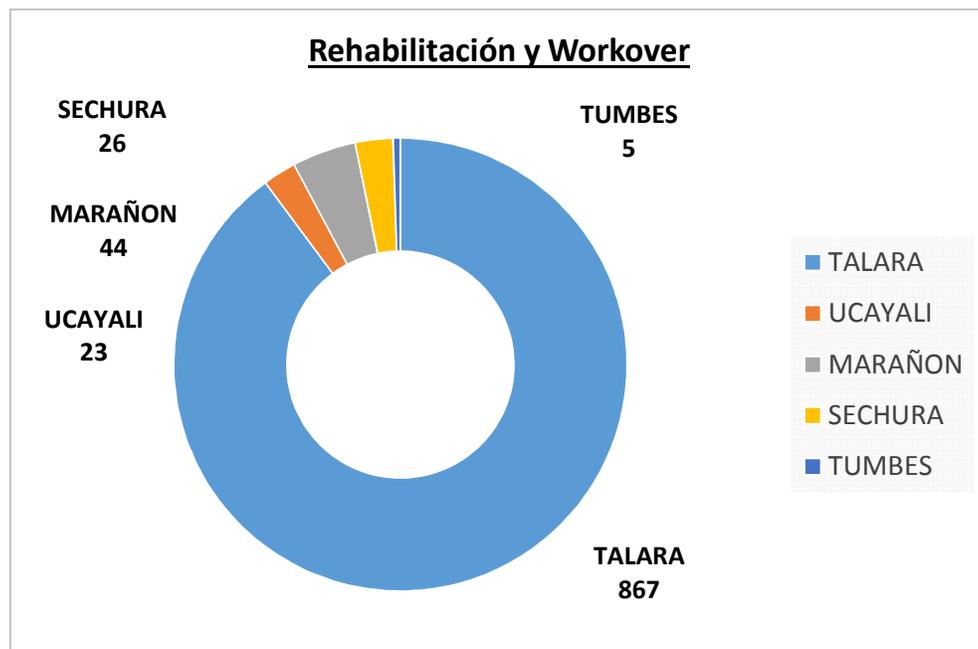


Gráfico 30: Distribución de Rehabilitación y Workovers de pozos (2017-2021) en Explotación

En el Gráfico 31 se puede observar que las cuencas Talara, Sechura y Marañon son los que registran mayor actividad en el periodo 2017 – 2021.



Gráfico 31 Plan de Actividad por Cuenca a nivel país

En el Anexo 2 se muestra un resumen de los proyectos de exploración y explotación reportados por las empresas en el quinquenio 2017 – 2021 para cada una de las cuencas sedimentarias.

5. Inversiones en Exploración y Explotación a Nivel País – Periodo 2017 – 2021

La inversión en explotación para el periodo 2017 -2021 es de 3,395 MMUS\$ y en exploración 1,572 MMUS\$, resultando un total de inversión a nivel país de 4,967 MMUS\$. En el Gráfico 32 se puede observar que la inversión total en el país se efectuará principalmente en las cuencas Talara, Ucayali y Tumbes.

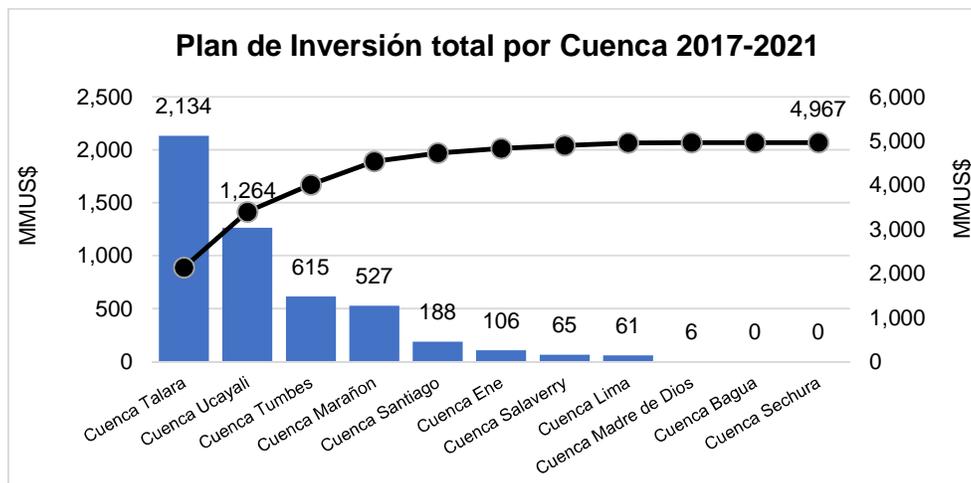


Gráfico 32 Inversión Total por cuenca periodo 2017-2021

5.1. Explotación

El presupuesto total para las actividades de explotación reportado por las empresas para el periodo 2017 – 2021 es 3,395 MMUS\$.

Cabe observar, que este valor no incluye las inversiones de los lotes 8, 67 y 192 que no fueron reportadas por las empresas.

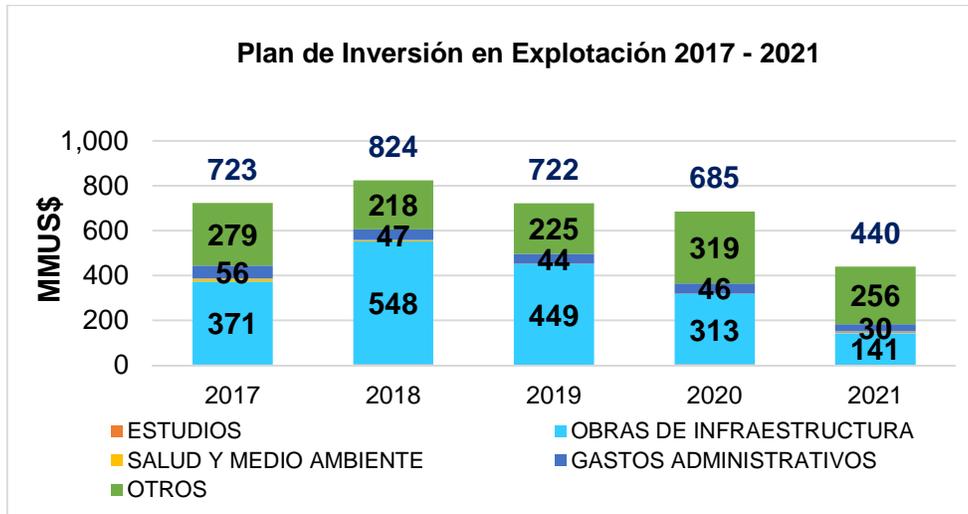


Gráfico 33: Plan de Inversión en Explotación a nivel país

Las inversiones por Obra de Infraestructura en explotación se refieren a las perforaciones de los pozos de desarrollo y trabajo de workover.

Las inversiones de la categoría “Otros” incluye la inversión total del Lote Z-2B, debido a que la empresa no detalla las inversiones para cada categoría.

En el Gráfico 34 podemos ver que la inversión en explotación se centra principalmente en las cuencas Talara y Ucayali.

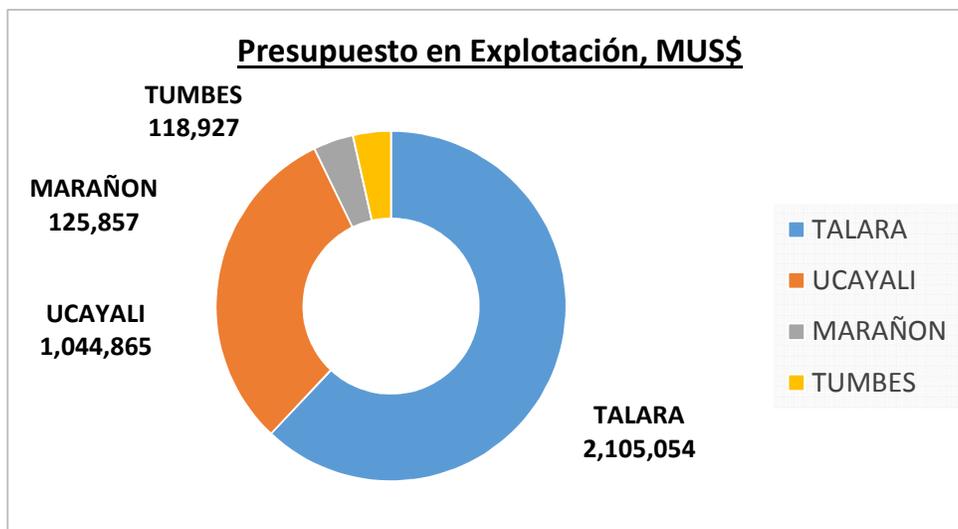


Gráfico 34 Presupuesto para la actividad de Explotación a nivel país

5.2. Exploración

La inversión estimada en exploración en el periodo 2017 – 2021 es 1,572 MMUS\$.

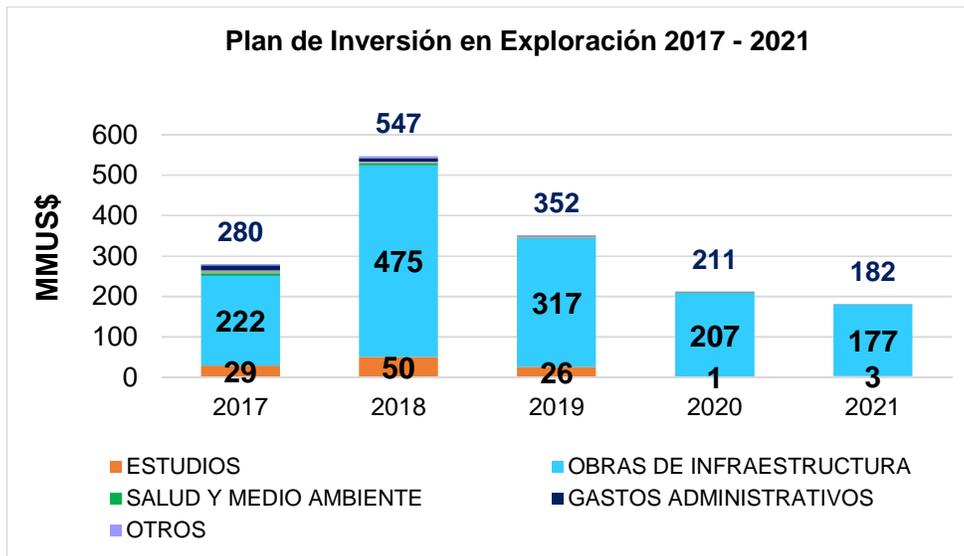


Gráfico 35: Plan de Inversión en Exploración a nivel país

Las inversiones por Obra de Infraestructura se refieren a las perforaciones de los pozos exploratorios, confirmatorios y facilidades de superficie.

En el Gráfico 36 podemos ver que la inversión en exploración se centra principalmente en las cuencas Tumbes, Maraón y Ucayali.

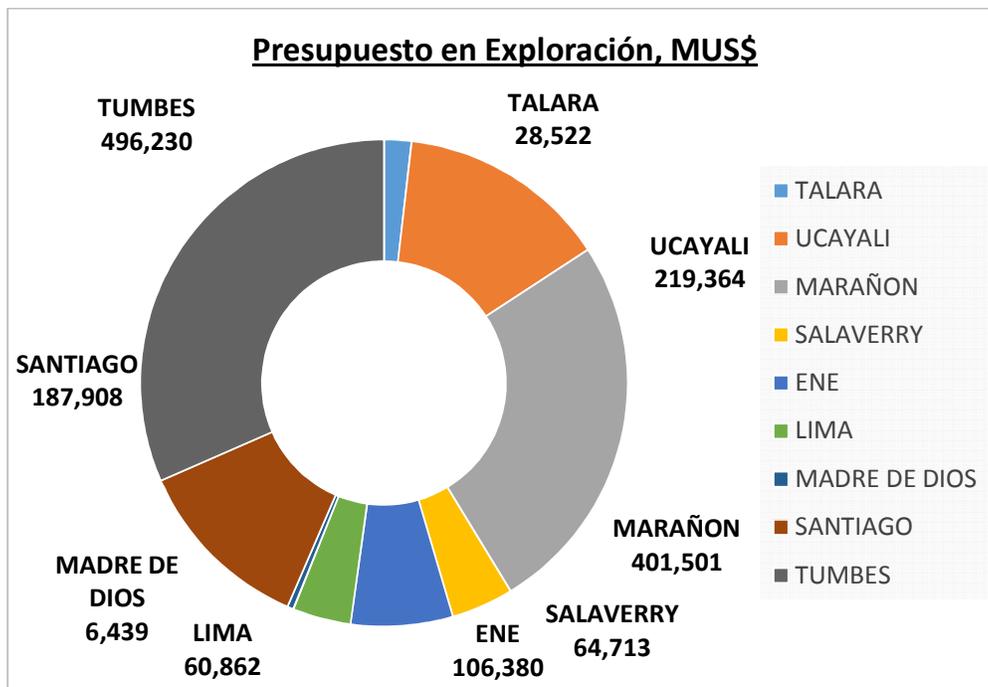


Gráfico 36: Presupuesto para la actividad de Exploración a nivel país

6. Pronóstico de Producción – Periodo 2017 – 2021

Los pronósticos de producción de petróleo y gas natural mostrados son los reportados por las empresas como parte de su plan de desarrollo quinquenal.

6.1. Petróleo

La producción promedio de petróleo del año 2016 en el país fue de 40,364 STBD. Como se puede observar en el Gráfico 37, la producción estimada de petróleo aumenta hacia el 2021, producto de las actividades programadas a realizar durante el periodo 2017 – 2021, estimándose para el 2021 una producción de 94,494 STBD. Cabe señalar que los pronósticos de recuperación secundaria de petróleo provienen de los lotes X, Z-2B y XIII.

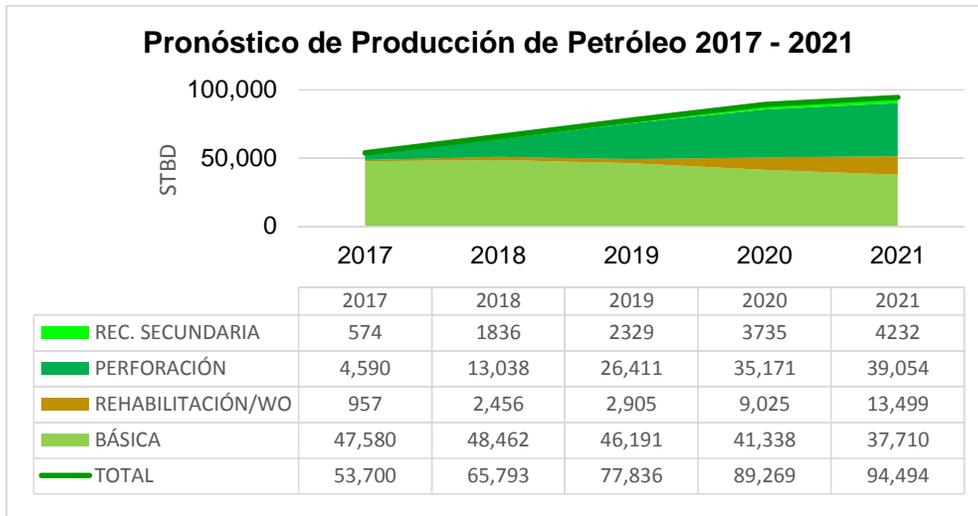


Gráfico 37 Pronóstico de Producción de Petróleo a nivel país

6.2. Gas Natural

La producción promedio de gas natural del año 2016 en el país fue 1,351 MMSCFD de gas natural. Como se puede observar en el Gráfico 38, la producción estimada de gas aumenta hacia el 2021, producto de las actividades programadas a realizar durante el periodo 2017 – 2021, estimándose para el 2021 una producción de 1,607 MMSCFD.

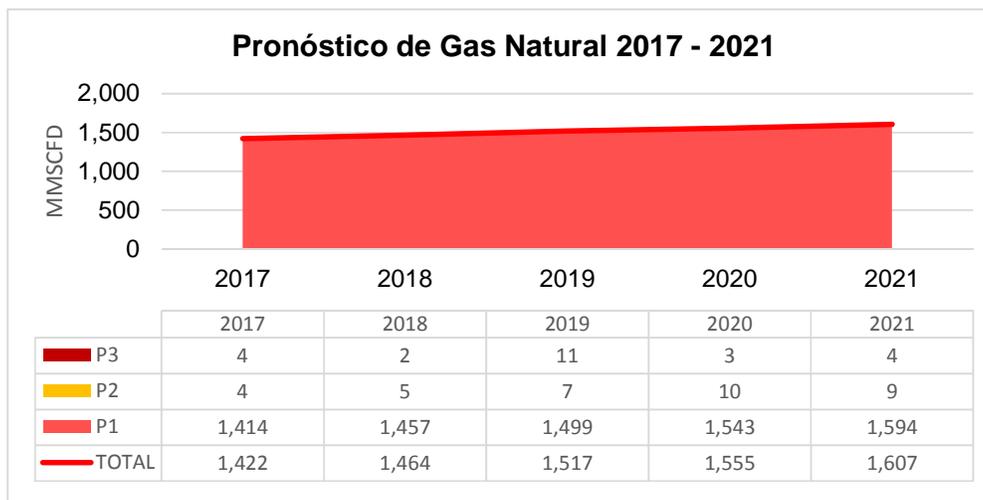


Gráfico 38: Pronóstico de Producción de Gas Natural a nivel país

**PERÚ**Ministerio
de Energía y Minas**ANEXO 1**⁴Tabla 1: Principales Recursos Contingentes y Prospectivos de Petróleo – Parte 1

Cuenca	Lote	Proyecto/ Campo	⁵ Recursos Contingentes (MSTB)	% total	Contingencia	Lote	Proyecto/ Campo	⁶ Recursos Prospectivos (MSTB)	% total
TALARA	Z-2B	Colán	88,242	51%	Ejecutar prueba y definir comercialidad y plan de desarrollo	Z-6	Prospectos: Santa Rosa/Santa María Leads: Punta Shode	161,700	46%
	X	Perforación/ Rec. Secundaria	38,019	22%	Volúmenes no económicos	III	Estructuras SM-B, SM-C y SM-A2 (Yac. Nuto)	57,030	16%
	VI-VII	Perforación/WO	9,669	6%	Volúmenes no económicos	Z-2B	Prospectos: Andrea, PN-13	33,400	10%
	Otros		37,189	21%		Otros		97,627	28%
UCAYALI	126	Sheshea	5,954	55%	Volúmenes no económicos	107	Osheki	218,300	61%
	100	Huaya	4,000	37%	Volúmenes no económicos	126	Leads: Caña Brava, Iparay, Chaca Chaca, La Colpa y X3	114,066	32%
	31B/D	Maquia/Agua Caliente	579	5%	Volúmenes no económicos	Otros		23,440	7%
	Otros		221	2%					

⁴ Los volúmenes de recursos prospectivos solo consideran los lotes con contrato⁵ Recursos Contingentes 2C⁶ Recursos Prospectivos – Mejor Estimación



Tabla 2: Principales Recursos Contingentes y Prospectivos de Petróleo – Parte 2

Cuenca	Lote	Proyecto/ Campo	Recursos Contingentes (MSTB)	% total	Contingencia	Lote	Proyecto/ Campo	Recursos Prospectivos (MSTB)	% total
MARAÑÓN	39	Todos los yacimientos	142,500	37%	No especifica	135	Prospectos: A/B/C	971,908	34%
	192	Todos los yacimientos	134,229	35%	Estudio detallado ubicaciones, RS	39	No especifica	669,110	23%
	95	Bretaña	52,676	14%	Volúmenes no económicos	123/ 129	Prospectos: Harpía/Saltarín	471,200	16%
	64	Situche Central	43,769	11%	Probar potencial de Fms. Cushabatay y A.Caliente	64	Situche/Huitoyacu	429,700	15%
	Otros		13,077	3%		Otros		335,600	12%
SECHURA	XIII-A	Perforación	4,155	100%	Volúmenes no económicos/incertidumbre de data técnica	XXI	No especifica	13,000	45%
TUMBES- PROGRESO	Z-1	No especifica	26,182	100%	No especifica	XXVII	No especifica	16,000	55%
						Z-38	Prospectos: Bonito, Marina, Tiburón, Charlie, Perico, Baleen, Humpback, etc	2,685,000	87%
SALAVERRY						Z-1	Prospectos: Barracuda, Delfín, Mero, Leads: A, B, C, E, G, H, I	409,343	13%
						Z-35	Prospecto: Chan Chan, Leads: Rosario, Tumi, San Jorge, San Valentín	256,900	100%
LIMA						Z-33	Prospectos: San Felipe, Santa Sofía, San Vicente, Leads: San Salvador Este, Santa Rita, Fortuno	113,970	100%
ENE						108	Leads: Sonomoro-Shanki, Boca Satipo, etc.	40,000	100%



Tabla 3: Principales Recursos Contingentes y Prospectivos de Gas

Cuenca	Lote	Proyecto/ Campo	Recursos Contingentes (BCF)	% total	Contingencia	Lote	Proyecto/ Campo	Recursos Prospectivos (BCF)	% total
TALARA	Z-2B	San Francisco, San Pedro Este, Yasila, Santa Catalina, Punta Amarillo, PN-2	484	56%	Volumen no económico				
	XXIII	No especifica	190	22%	No especifica				
UCAYALI	88	San Martin y Cashiriari	2,745	87%	Incertidumbre de volumen	88	Zona Triangular de San Martin y Nuevas Oportunidades exploratorias	5,810	54%
	57	Sagari y kinteroni	424	13%	Incertidumbre de volumen	58	Picha Profundo, Puerto Huallana y estructuras: 5, 6, 13, 16 y 17	2,194	21%
MARAÑÓN						57	Lead Mapi Subthrust, Maniro y Otros	1,555	15%
SECHURA	XIII-B	La Casita, Mochica, Lobo	331	100%	Establecer mercado de gas	56	Zona Triangular Pagoreni y Nuevas Oportunidades exploratorias	1,136	10%
TUMBES- PROGRESO	Z-1	Piedra Redonda/Corvina/Albacora	671	100%	Establecer un mercado de gas. Realizar prueba para definir comercialidad	183	Prospectos Alfaro y Chipurana	1,550	90%
MADRE DE DIOS						XIII-B	La Casita, Mochica, Lobo	1,344	99%
						Z-1	Prospecto Piedra Redonda	2,224	61%
						Z-38	No especifica	763	21%
						Otros		647	18%
						76	Prospecto B6	2,570	100%



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

ANEXO 2

Tabla 4 Resumen de Actividad en Exploración y Explotación por Cuencas

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
TALARA	I	No reporta actividad.	17 trabajos de Workovers en 2017 y 2018.
	II	No reporta actividad.	12 trabajos de perforación entre el 2017 y 2019. 36 trabajos de Workovers entre el 2017 y 2019.
	III	2 pozos exploratorios entre el 2018 y 2020.	115 trabajos de perforación. 8 trabajos de Workovers.
	IV	4 pozos exploratorios entre el 2017 y 2021.	154 trabajos de perforación. 9 trabajos de Workovers.
	V	No reporta actividad.	8 trabajos de Workovers entre 2017 y 2018.
	VI	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	VII	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	IX	No reporta actividad.	3 trabajos de perforación. 6 trabajos de Workovers.
	X	No reporta actividad.	642 trabajos de perforación y reacondicionamiento. 547 trabajos de Workovers
	XV	No reporta actividad.	5 trabajos de perforación. 4 trabajos de Workovers.
	XX	No reporta actividad.	20 trabajos de perforación. 13 trabajos de Workovers.
	Z-2B	No reporta actividad.	219 trabajos de Workovers.
	Z-6	1 pozo exploratorio en el 2019. 1 pozo confirmatorio en el 2019.	No reporta actividad.
	XXII	No reporta actividad.	No reporta actividad
XXIII	No reporta actividad.	No reporta actividad.	
Z-34	No reporta actividad.	No reporta actividad.	

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
UCAYALI	31B	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	31D	No reporta actividad.	10 trabajos de perforación entre el 2018 y 2019. 15 trabajos de Workovers entre el 2018 y 2019.
	31E	No reporta actividad.	3 trabajos de perforación en el 2019.
	131	1 pozo exploratorio en el 2017.	1 trabajo de perforación en el 2017. 2 trabajos de Workovers en el 2018.
	31-C	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	56	No reporta actividad.	Mantenimiento de la Planta y evaluación de Pozos.
	57	No reporta actividad.	Operación y Mantenimiento del Activo Kinteroni, Proyecto de compresión y desarrollo de Sagari
	88	No reporta actividad.	5 trabajos de Workovers en el 2017, Mantenimiento de Planta, Evaluación de Pozos Planta de Tratamiento de Agua y Abandono de locación Kimaro.
	58	Trabajos de Sísmica 2D entre en 2017-2018.	3 trabajos de perforación entre el 2020 y el 2021, Inicio de Producción enero 2023.
	100	1 pozo confirmatorio en el 2019.	6 trabajos de perforación entre el 2020 y el 2021. 1 trabajos de Workovers en el 2019.
	107 y 133	2 pozos exploratorios en el 2018. Trabajos de Sísmica 2D entre en 2018-2019.	No reporta actividad.
	126	1 pozo exploratorio en el 2017 Trabajo de Sísmica 3D en el 2017.	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
MARAÑÓN	192	No reporta actividad.	9 trabajos de Workovers en el 2017.
	8	No reporta actividad.	15 trabajos de perforación. 33 trabajos de Workovers.
	64	1 pozo exploratorio en el 2021.	1 trabajo de Workovers en el 2019. 1 trabajo de Workovers en el 2020.
	67	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	39	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	95	3 pozos exploratorios entre el 2017 y 2019.	No reporta actividad.
	103	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	123 y 129	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	135	1 pozos exploratorio en el 2018. 1 pozos exploratorio en el 2019. Trabajos de Sísmica 2D entre en 2017-2018.	No reporta actividad.
183	Trabajos de Sísmica 2D en el 2017 y Sísmica 3D en el 2018.	No reporta actividad.	

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
SALAVERRY	Z-35	1 pozo exploratorio en el 2018. 1 pozo confirmatorio en el 2018.	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
BAGUA	145	No reporta actividad.	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
ENE	108	1 pozo exploratorio en el 2017. 1 pozo exploratorio en el 2018.	No reporta actividad

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
LIMA	Z-33	1 pozo exploratorio en el 2018 1 pozo confirmatorio en el 2018	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
MADRE DE DIOS	76	No reporta actividad	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
SANTIAGO	116	3 pozos exploratorios entre el 2019 y 2021. Trabajos de Sísmica 2D en el 2018.	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
SECHURA	XIII	No reporta actividad.	63 trabajos de perforación. 26 trabajos de Workovers.
	XXI	No reporta actividad.	No reporta actividad.
	XXVII	No reporta actividad.	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
TITICACA	105	No reporta actividad.	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
TUMBES	Z-1	1 pozo exploratorio en el 2018 1 pozo exploratorio en el 2019.	5 trabajos de perforación en el 2018. 5 trabajos de Workovers en el 2018.
	Z-38	2 pozos exploratorios en el 2018. 2 pozos exploratorios en el 2020.	No reporta actividad.

CUENCA	LOTE	ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN (2017-2021)	ACTIVIDAD DE EXPLOTACIÓN (2017-2021)
LANCONES	XXIX	No reporta actividad.	No reporta actividad