

2018

Informe anual

del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador

Versión 2.2

MINISTERIO DE
ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES



EL
GOBIERNO
DE TODOS

A stylized logo for the government, featuring a colorful wave or ribbon shape in yellow, red, and blue.

MINISTERIO DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES

Carlos Pérez

Ministro de Energía y Recursos Naturales No Renovables



EQUIPO ELABORADOR DEL INFORME ANUAL 2018

Ing. Carlos Guillermo Chiluisa Lema

Especialista de Yacimientos

Encargado del Proyecto

carlos.chiluisa@recursosyenergia.gob.ec

Con colaboración de:

Ing. Juan Carlos Merino Bolaños

Analista de Yacimientos

juan.merino@recursosyenergia.gob.ec

Directivos revisores

Ing. César Augusto Ruiz Espinoza

Director de Desarrollo y Optimización de Yacimientos

Ing. Luis Javier Aguirre Aguirre

Subsecretario de Exploración y Explotación de Petróleo y Gas Natural

Ing. Franklin Israel Paredes Galeas

Subsecretario de Contratación de Hidrocarburos y Asignación de Áreas

Contenido

6	Informe Ejecutivo	37	AGIP OIL ECUADOR
8	Introducción	39	ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD
10	Marco Legal	41	CONSORCIO PEGASO
11	Normativa Técnica	43	CONSORCIO PETROLERO PALANDA – YUCA SUR
15	INFORMACIÓN DE RESERVAS	45	CONSORCIO PETROSUD – PETRORIVA
16	PETROAMAZONAS EP	47	ENAP SIPEC
18	Activo Amistad (Offshore)	49	GENTE OIL ECUADOR PTE. LTD
19	Activo Auca	51	ORION ENERGY OCANO PB S. A.
20	Activo Cuyabeno	53	ORION OIL ER S. A.
21	Activo Edén Yuturi y Apaika – Nenke (Bloques 12 y 31)	55	PACIFPETROL
23	Activo Indillana	57	PETROBELL INC. GRANTMINING S.A.
23	Activo ITT	59	PETRORIENTAL S.A.
24	Activo Lago Agrio	61	REPSOL ECUADOR S.A.
25	Activo Libertador	63	TECPECUADOR S.A.
26	Activo Oso – Yuralpa	65	RESUMEN DE CIFRAS ESTIMADAS DE RESERVAS Y RECURSOS HIDROCARBURÍFEROS DEL ECUADOR
27	Activo Palo Azul	87	CONCLUSIONES
27	Activo Sacha	91	ANEXOS
28	Activo Shushufindi	100	EQUIPO ELABORADOR DEL INFORME ANUAL 2018
29	Prospectos Exploratorios		
33	VICEMINISTERIO DE HIDROCARBUROS		
35	EMPRESAS PRIVADAS		

Informe Ejecutivo

El Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del País para el año 2018, contiene las cifras estimadas de los volúmenes de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos que han sido estudiados, descubiertos o desarrollados hasta el 31 de diciembre de 2017 (fecha de cierre del presente informe) y que fueron presentadas por la Empresa Pública, Empresas Privadas y la ex Secretaría de Hidrocarburos (SEP).

Las cifras estimadas de los volúmenes de Reservas y Recursos que se encuentran en las tablas y gráficos del Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador para el año 2018, son el resultado de la revisión y procesamiento de la información remitida por la Empresa Pública y Empresas Privadas con la fecha de cierre anteriormente señalada.

A diferencia de los libros emitidos hasta el año 2016; el informe presenta diferencias importantes, debido a que se lo realizó bajo flujos de trabajo basados en procesos y la aplicación de una metodología internacional para la valoración, estimación, clasificación y categorización de los volúmenes de hidrocarburos reportados.

La Metodología Internacional que la Secretaría de Hidrocarburos adoptó mediante Resolución No. 0013 del 06 de enero de 2017 para la valoración, clasificación y categorización de los volúmenes de hidrocarburos existentes en el País y que actualmente la mantiene el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, es la desarrollada por un grupo internacional de expertos en evaluación de reservas, aprobada por la Comisión de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y avalada

por la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), el World Petroleum Council (WPC), la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE) y 3 organizaciones más, documento que lleva por nombre **“Petroleum Resources Management System”** (PRMS).

Tomando las definiciones y lineamientos establecidos en la metodología PRMS y una vez procesada la información remitida por todas las empresas, tanto pública (1) y privadas (14), además de la entregada por la ex Dirección de Estudios y Patrimonio de la Secretaría de Hidrocarburos, se estimó el Potencial Hidrocarburífero del Ecuador para el año 2018; que se presentan a continuación de forma resumida:

Reservas Probadas	1,632 MMBIs
Reservas Probables	314 MMBIs
Reservas Posibles	749 MMBIs
Reservas Totales (3P)	2,695 MMBIs
Producción acumulada (31-12-2017)	6,057 MMBIs
Recursos Contingentes (3C)	1,478 MMBIs
Recursos Prospectivos*	761 MMBIs

Desglosando las cifras, los volúmenes por tipo de empresa son:

Para la Empresa Pública:

Reservas Probadas	1,391 MMBIs
Reservas Probables	259 MMBIs
Reservas Posibles	731 MMBIs
Reservas Totales (3P)	2,381 MMBIs
Producción acumulada (31-12-2017)	4,781 MMBIs
Recursos Contingentes (3C)	1,192 MMBIs
Recursos Prospectivos*	675 MMBIs



Para las Empresas Privadas:

Reservas Probadas	242 MMBls
Reservas Probables	55 MMBls
Reservas Posibles	17 MMBls
Reservas Totales (3P)	314 MMBls
Producción acumulada (31-12-2017)	1,276 MMBls
Recursos Contingentes (3C)	96 MMBls
Recursos Prospectivos*	0 MMBls

Para la Secretaría de Hidrocarburos (Actual MERNNR):

Reservas Probadas	0 MMBls
Reservas Probables	0 MMBls
Reservas Posibles	0 MMBls
Reservas Totales (3P)	0 MMBls
Producción acumulada (31-12-2017)	0 MMBls
Recursos Contingentes (3C)	190 MMBls
Recursos Prospectivos*	77 MMBls

Adicionalmente la Empresa Pública (única empresa productora de gas natural en forma comercial) y por ende el Ecuador, cuenta con los siguientes volúmenes de gas:

Reservas Probadas	165,715 MMSCF (28 MMBOE)
Reservas Probables	173,994 MMSCF (29 MMBOE)
Reservas Posibles	116,765 MMSCF (19 MMBOE)
Reservas Totales (3P)	456,474 MMSCF (76 MMBOE)
Producción acumulada (31-12-2017)	196,523 MMSCF (33 MMBOE)
Recursos Contingentes (3C)	0 MMSCF (0 MMBOE)
Recursos Prospectivos*	0 MMSCF (0 MMBOE)

A nivel país, las Reservas Totales (3P) para el año 2018 de acuerdo al estado de los campos, queda de la siguiente forma:

Campos en Producción	2,687 MMBls
Campos en No Producción	8 MMBls

A nivel país, las Reservas Totales (3P) para el año 2018 de acuerdo a la región en las que se encuentran ubicadas son:

Región Amazónica	2,690 MMBls
Región Litoral	5 MMBls

A nivel país, los Recursos Contingentes (3C) para el año 2018, por tipo de Empresa e Institución queda de la siguiente forma:

Empresa Pública	1,192 MMBls
Secretaría de Hidrocarburos (MERNNR)	190 MMBls
Empresas Privadas	96 MMBls

A nivel país, los Recursos Prospectivos* que han sido estudiados hasta la fecha de cierre (31-12-2017) y que han sido presentados para el año 2018, por tipo de Empresa e Institución, queda de la siguiente forma:

Empresa Pública	675 MMBls
Secretaría de Hidrocarburos (MERNNR)	77 MMBls
Empresas Privadas	0 MMBls

Nota: (*) Las cifras estimadas de Recursos Prospectivos que se presentan en este resumen ejecutivo, son estimaciones Swanson's Mean aplicadas el riesgo.

A continuación se detallan las empresas que en el año 2018, presentaron sus cifras de reservas y recursos hidrocarburíferos respaldados en informes de compañías certificadoras o consultoras:

Petroamazonas EP (6% de todos sus campos)	Ryder Scott Company L.P.
Agip Oil Ecuador (Bloque 10)	Ryder Scott Company L.P.
Andes Petroleum (Bloque 62)	GLJ Petroleum Consultants.
Cons. Petrolero Palanda-Yuca Sur (Bloque 64)	Gaffney, Cline & Associates Inc.
Consorcio Petrosud-Petroriva (Bloque 65)	Gaffney, Cline & Associates Inc.
ENAP SIPEC (Bloques 46 y 47)	DeGolyer and MacNaughton.
Gente Oil Ecuador Pte. Ltd.	MHA Petroleum Consultants.
Orion Energy OcanoPB S.A. (Bloque 52)	McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Orion Oil ER S.A. (Bloque 54)	McDaniel & Associates Consultants Ltd.
Petrobell Inc. Grantmining S.A. (Bloque 66)	Ryder Scott Company L.P.
PetroOriental S.A. (Bloques 14 y 17)	Certificadora GLJ Petroleum Consultants.
REPSOL Ecuador S.A. (Bloques 16 y 67)	DeGolyer and MacNaughton.

El detalle de las cifras expuestas en el presente resumen ejecutivo, así como el Petróleo Original en Sitio (POES), factores de recobro, la recuperación final estimada (EUR), los valores desglosados por empresa, campo y yacimiento, se encuentran en el siguiente informe en las secciones correspondientes a cada Empresa; y un consolidado total en la sección "Resumen de cifras estimadas de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos del Ecuador", así como el resumen final con el "Potencial Hidrocarburífero del Ecuador para el año 2018".

Introducción

La ex Secretaría de Hidrocarburos hasta el año 2016 elaboraba los documentos que contenía las cifras estimadas de “reservas” y que tenían como título “Reservas de Petróleo Crudo y Gas del País”, siendo el documento de ese año, el último elaborado con la concepción y definiciones de años pasados.

La ex Secretaría de Hidrocarburos con el afán de mejorar sus procesos internos para la generación de productos de calidad, tomó la decisión de realizar una reingeniería a la forma de reportar y estimar “reservas” en el país; para lo cual, implementó flujos de trabajo basados en procesos y adoptó una metodología internacional que se ajuste y sea aplicable en el Ecuador.

Con el fin de establecer el potencial hidrocarburífero del Ecuador de forma comparable a nivel internacional y apegado a las normas de la industria hidrocarburífera, se determinó que la metodología que permitirá cumplir con este objetivo, fue la desarrollada por un grupo internacional de expertos en evaluación de reservas, aprobada por la Comisión de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y avalada por la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), el World Petroleum Council (WPC) y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), documento que lleva por nombre **“Petroleum Resources Management System”** y que para el año 2018 ha sido actualizada y avalada adicionalmente por

la Society of Exploration Geophysicists, la European Association of Geoscientists and Engineers y la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.

La ex Secretaría de Hidrocarburos dentro de sus atribuciones tenía en el literal d) el “Evaluar el potencial hidrocarburífero del país” (Fuente: Ley de Hidrocarburos, Art. 6-A), atribución que hoy le pertenece al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (**MERNNR**) conforme al Decreto Ejecutivo No. 399 del 15 de mayo de 2018, mediante el cual se dispone el proceso de fusión.

Con base a lo mencionado, en el año 2017 se realizó el cambio de nombre al documento que contiene las cifras estimadas de Reservas y Recursos hidrocarburíferos del País, por **“Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador”**, apegado de esta forma a la atribución otorgada por Ley, además de ser una denominación más representativa y que refleja la calidad y el tipo de información que contiene el documento.

Los hidrocarburos son el mayor activo no renovable que posee el país, por lo que es considerado como uno de los recursos estratégicos para el desarrollo y planificación del Estado. La actualización de las cifras de Reservas y Recursos, involucra la administración del patrimonio hidrocarburífero, el estudio y



evaluación del potencial existente, la disponibilidad de reservas y la producción obtenida hasta la fecha de cierre, lo que permite una mejor planificación y administración de los recursos naturales no renovables del Ecuador, al estimar ampliamente los volúmenes de hidrocarburos con los que cuenta para su desarrollo y evaluación de proyectos.

El Informe Anual del Potencial Hidrocarburiífero del Ecuador tiene la finalidad de establecer y presentar oficialmente el: Volumen de Hidrocarburos Original en Sitio, Reservas: Probadas, Probables, Posibles y Totales, los Recursos: Contingentes y Prospectivos, la producción acumulada y la calidad del crudo, por yacimiento y campo de todo el País. Es importante señalar que **todas las cifras de Reservas y Recursos Hidrocarburiíferos que se presentan en este informe, fueron estimadas con un cierre al 31 de diciembre de 2017**, es decir con información disponible hasta esa fecha.

Para la actualización de las cifras estimadas del cálculo del volumen de hidrocarburos original en sitio (POES y GOES) y de reservas se consideró: la información histórica y la obtenida de los nuevos pozos perforados durante el año 2017, las reevaluaciones petrofísicas, análisis de los factores de recobro de campos vecinos (analogías), interpretación y reinterpretación de sísmica 2D y 3D, reinterpretación de mapas, reinterpretación

de topes y base de las formaciones, reevaluaciones y/o actualizaciones de los modelos geológicos, estáticos y dinámicos de los campos, entre otros.

Al ser el primer año en que se **implementa al 100% en el Ecuador la metodología PRMS de la SPE** para la estimación y reporte de Reservas y Recursos, la información proporcionada por las Empresas Pública y Privadas fue convalidada exhaustivamente con los lineamientos y definiciones establecidos en la metodología. Las cifras exhibidas en el presente informe son las vigentes para el año 2018 y serán actualizadas en el 2019, por lo tanto, son susceptibles a cambios y reajustes debido a nuevas interpretaciones o reevaluaciones.

La precisión de las cifras de Reservas y Recursos depende de la cantidad y calidad de la información disponible, del proceso utilizado de análisis de la información, de la experiencia de los profesionales que realizan los análisis y estimación. Por lo tanto, el establecer metodologías y lineamientos para normar la estimación, clasificación y categorización de los volúmenes de hidrocarburos, es fundamental para una correcta cuantificación; garantizando así un incremento en la certidumbre y transparencia en los volúmenes reportados y procedimientos empleados para su estimación.

Marco Legal

Conforme al Decreto Ejecutivo No. 399 del 15 de mayo de 2018, el Presidente de la República en el Artículo 1 dispone: “Fusiónese por absorción al Ministerio de Hidrocarburos, las siguientes instituciones: Ministerio de Electricidad y energía Renovable, Ministerio de Minería y la Secretaría de Hidrocarburos” y en su Artículo 2 “Una vez concluido el proceso de fusión por absorción, modifíquese la denominación del Ministerio de Hidrocarburos a Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables”.

La ex Secretaría de Hidrocarburos dentro de sus atribuciones tenía en el literal d) el “Evaluar el potencial hidrocarburífero del país” (Fuente: Ley de Hidrocarburos, Art. 6-A), atribución que hoy le pertenece al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR) conforme al Artículo 3 del Decreto ibídem; por lo tanto, es la única Institución del Estado que estimará y cuantificará las Reservas y Recursos hidrocarburíferos del Ecuador.

La estimación de reservas y recursos de hidrocarburos se encuentra establecido en el Artículo 61 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas publicado en el registro Oficial – Edición Especial No. 254 del 02 de febrero de 2018.

La ex Secretaría de Hidrocarburos realizó una reingeniería de la gestión interna para la obtención de cifras de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos del Ecuador, adoptando mediante Resolución No. 0013 del 06 de enero de 2017, la normativa internacional Petroleum Resources Management System (PRMS) de

la SPE, y estableciendo mediante Resolución No. 0383 del 12 de abril de 2017, el Instructivo para la entrega de información de Reservas y Recursos hidrocarburíferos, lo que permite:

Establecer una igualdad metodológica para hacer comparables las estimaciones y evaluaciones realizadas por las Empresas Pública y Privadas.

Instaurar lineamientos claros y formatos para el reporte de reservas y recursos en el país.

Establecer una línea base para los futuros análisis y estudios de evaluación y verificación de las Reservas y Recursos de hidrocarburíferos.

Evaluar conforme a las prácticas aplicadas en la industria hidrocarburífera internacional.

Conocer el Potencial Hidrocarburífero del Ecuador total, al considerar todos los volúmenes de hidrocarburos descubiertos y por descubrir.

Comparar las cifras de reservas y recursos hidrocarburíferos del Ecuador a nivel internacional.

Establecer estrategias de gerenciamiento de reservas y recursos hidrocarburíferos.



Normativa Técnica

La ex Secretaría de Hidrocarburos para la obtención del Potencial Hidrocarburiífero del Ecuador, adoptó mediante Resolución No. 0013 del 06 de enero de 2017, la metodología desarrollada por un grupo internacional de expertos en evaluación de reservas, aprobada por la Comisión de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y avalada por la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), el World Petroleum Council (WPC) y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE); documento que lleva por nombre “Petroleum Resources Management System” y que para el año 2018 ha sido actualizada y avalada adicionalmente por la Society of Exploration Geophysicists, la European Association of Geoscientists and Engineers, y la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.



World Petroleum Council



SOCIETY OF EXPLORATION
GEOPHYSICISTS



EUROPEAN
ASSOCIATION OF
GEOLOGISTS &
ENGINEERS



El PRMS contiene información, definiciones y lineamientos, por lo que, *“Estas definiciones y el sistema relacionado de clasificación son ahora de uso común internacionalmente dentro de la industria petrolera. Proveen una medición de comparación y reducen la naturaleza subjetiva de estimación de recursos. Sin embargo, las tecnologías empleadas en la exploración, desarrollo, producción, y procesamiento de petróleo continúan evolucionando y mejorando. El Comité de Reservas de Petróleo y Gas de la SPE trabaja de cerca con otras organizaciones para mantener las definiciones y publica revisiones periódicas para mantenerse al día con las tecnologías en evolución y las oportunidades comerciales cambiantes.*

(...)

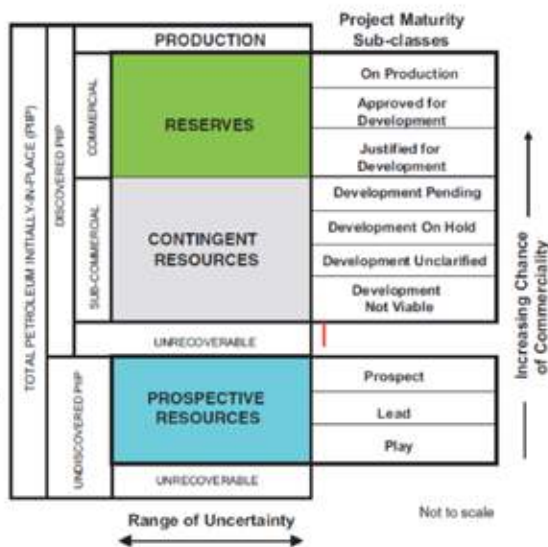
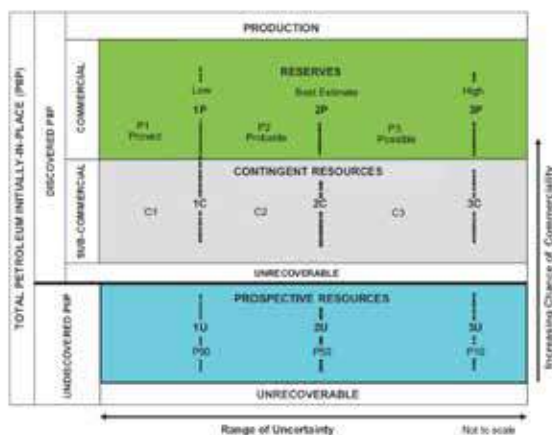
Estas definiciones y pautas están diseñadas para proveer una referencia común para la industria petrolífera internacional, incluyendo agencias nacionales reguladoras y receptoras de declaraciones legales, y para dar soporte a requerimientos de proyectos petrolíferos y de gestión de carteras comerciales. Su intención es de brindar mayor claridad en las comunicaciones globales relacionadas con recursos petrolíferos. Se espera que a este documento se agreguen programas educativos en la industria y pautas de aplicación que tratan su implementación en un gran espectro de ambientes técnicos y/o comerciales” (Society of Petroleum Engineers, 2007).

Para el informe del presente año se mantendrá las definiciones y lineamientos del PRMS 2007, en vista que su actualización fue publicada en junio del 2018, con el fin de mantener los estándares ya establecidos en los instructivos y otra documentación, cabe mencionar que la diferencias entre la versión 2007 y 2018 son muy pocas.

Uno de los nuevos términos que se incluyó desde el año 2017 en el Informe es el de “Recursos”, el que tiene la intención de incluir todas las cantidades de hidrocarburos de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas.

La figura que a continuación se presenta, es una representación del sistema de clasificación de reservas y recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE. El sistema define las clases principales de recursos recuperables: Producción, Reservas, Recursos Contingentes y Recursos Prospectivos, así como los volúmenes de hidrocarburos No Recuperable.

La que en sus dos (2) ejes consta: en el eje horizontal el grado de incertidumbre (de izquierda a derecha, de menor a mayor) separados en 3 categorías para cada clasificación; y en su eje vertical la oportunidad de comercialidad (de abajo hacia arriba, separados por la línea de descubrimiento y la de comercialidad).



Fuente: Petroleum Resources Management System, 2018



La figura anterior, es una representación gráfica del sistema de clasificación de reservas y recursos de SPE/WPC/AAPG/SPEE, basado en la madurez del proyecto, la misma que es aplicable de acuerdo a la categoría de Reservas o Recursos que se considere.

DEFINICIONES

Las definiciones, categorizaciones y clasificaciones de Reservas y Recursos que se usaron en el Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador para el año 2018, son las que se encuentran descritas en el PRMS de la SPE 2007, y que se presentan a continuación:

Reservas

Son esas cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios:

- 1) deben estar descubiertas,
- 2) recuperables,
- 3) comerciales, y
- 4) remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s).

Las reservas pueden además ser categorizadas de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificadas basadas en la madurez del proyecto y/o caracterizadas por el estado de desarrollo y producción. Una vez que los proyectos satisfacen los criterios de riesgo comercial, las cantidades asociadas son clasificadas como Reservas. Estas cantidades pueden ser repartidas entre las siguientes sub-divisiones basadas en los fondos y el estado operacional de pozos e instalaciones asociadas dentro del plan de desarrollo del reservorio.

Para incluirse en la clase de Reservas, **un proyecto debe estar suficientemente definido para establecer la viabilidad económica.** Debe haber una expectativa razonable de que todas las aprobaciones internas y externas necesarias están próximas, y hay evidencia de la firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un marco de tiempo razonable.

Reservas Desarrolladas

Son las cantidades esperadas a ser recuperadas de los pozos e instalaciones existentes.

- Las Reservas Desarrolladas en Producción (PV-PD) son las que se espera recuperar de los intervalos de terminación que están abiertos y en producción en el momento de hacer la estimación.
- Las Reservas Desarrolladas en No Producción incluyen las Reservas en pozos cerrados (PV-SI) y detrás de tubería o casing (PV-BP).

Reservas No Desarrolladas

Son las cantidades que se espera recuperar a través de inversiones futuras (PV-UD).

Donde las Reservas se mantienen no desarrolladas más allá de un plazo razonable de tiempo, o se han mantenido sin desarrollo debido a postergaciones repetidas, se deberían revisar las evaluaciones con criticidad para documentar los motivos de las demoras en iniciar el desarrollo y justificar la retención de estas cantidades dentro de la clase de Reservas. Mientras haya circunstancias específicas donde se justifica una demora extendida, **se considera un plazo razonable de tiempo menor de 5 años.**

Reservas Probadas

Son aquellas cantidades de petróleo, que, con el análisis de datos de geociencia 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 utilizan métodos determinísticos, la intención de certeza razonable debe expresar un alto grado de confianza que las cantidades serán recuperadas. Si se utilizan métodos probabilísticos, debería haber por lo menos una probabilidad de 90% que las cantidades realmente recuperadas igualarán o excederán la estimación.

Reservas Probables

Son aquellas Reservas adicionales donde un análisis de los datos de geociencia y de ingeniería indican que son menos probables a ser recuperadas comparadas con las Reservas Probadas pero más ciertas a ser recuperadas comparado con las Reservas Posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores o menores que

la suma de las Reservas estimadas Probadas más Probables (2P). En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debería presentar por lo menos una probabilidad del 50% que las cantidades reales recuperadas igualarán o excederán la estimación de 2P.

Reservas Posibles

Son aquellas reservas adicionales donde el análisis de datos de geociencia y de ingeniería sugieren que son menos probables a ser recuperadas comparadas a las Reservas Probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una baja probabilidad de superar la suma de Reservas Probadas más Probables más Posibles (3P), que es equivalente al escenario de estimación alta. En este contexto, cuando se utilizan los métodos probabilísticos, debería presentar por lo menos una probabilidad del 10% que las cantidades reales recuperadas igualarán o superarán la estimación 3P.

Recursos Contingentes

Son aquellas cantidades de petróleo estimadas, a partir de una fecha dada, a ser potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, pero el/los proyecto(s) aplicados aún no se consideren suficientemente maduros para el desarrollo comercial debido a una o más contingencias. Los Recursos Contingentes pueden incluir, por ejemplo, proyectos para cuales actualmente no existen mercados viables, o donde una recuperación comercial es dependiente de tecnología aún bajo desarrollo, o donde la evaluación de la acumulación es insuficiente para claramente evaluar la comerciabilidad. Los Recursos Contingentes se categorizan adicionalmente de acuerdo con el nivel de certeza asociado con las estimaciones y pueden ser sub-clasificados basados en la madurez del proyecto y/o caracterizados por su estado económico.

Recursos Prospectivos

Son esas cantidades de petróleo estimados, a fecha dada, de ser potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas a través de la aplicación de proyectos futuros de desarrollo. Los Recursos Prospectivos tienen tanto una oportunidad asociada de descubrimiento como una oportunidad de desarrollo. Los Recursos Prospectivos son adicionalmente subdivididos de acuerdo con el nivel de certeza asociado con estimaciones recuperables suponiendo su descubrimiento y desarrollo y pueden sub-clasificarse basado en la madurez del proyecto.



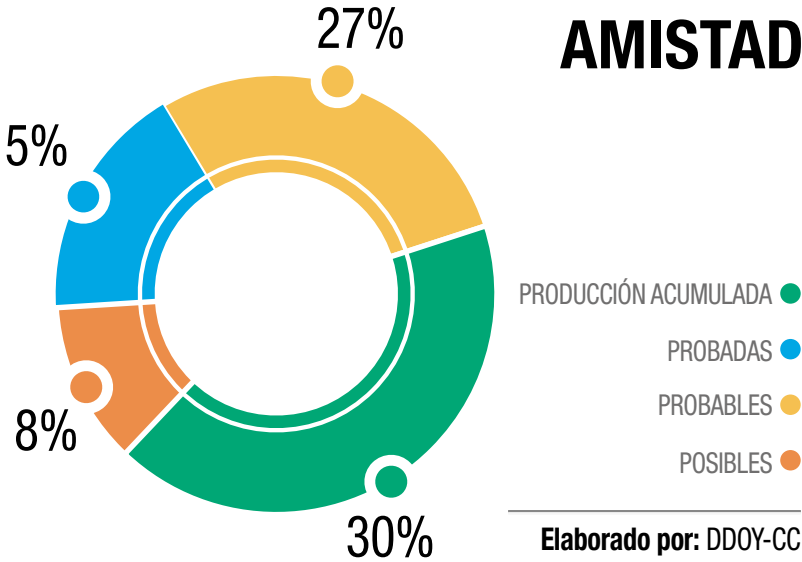
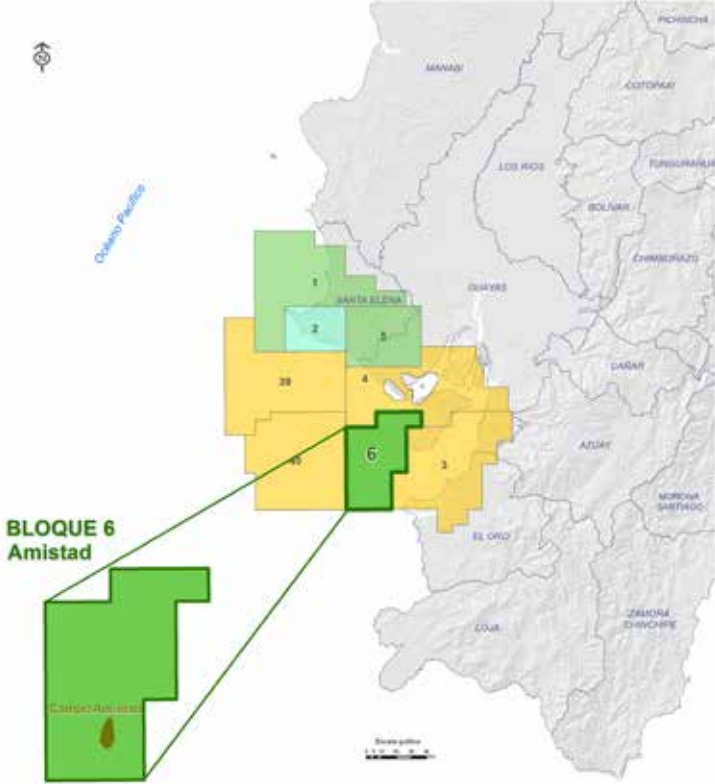
**INFORMACIÓN DE RESERVAS Y
RECURSOS HIDROCARBURIFEROS
POR EMPRESA E INSTITUCIÓN**



PETROAMAZONAS EP

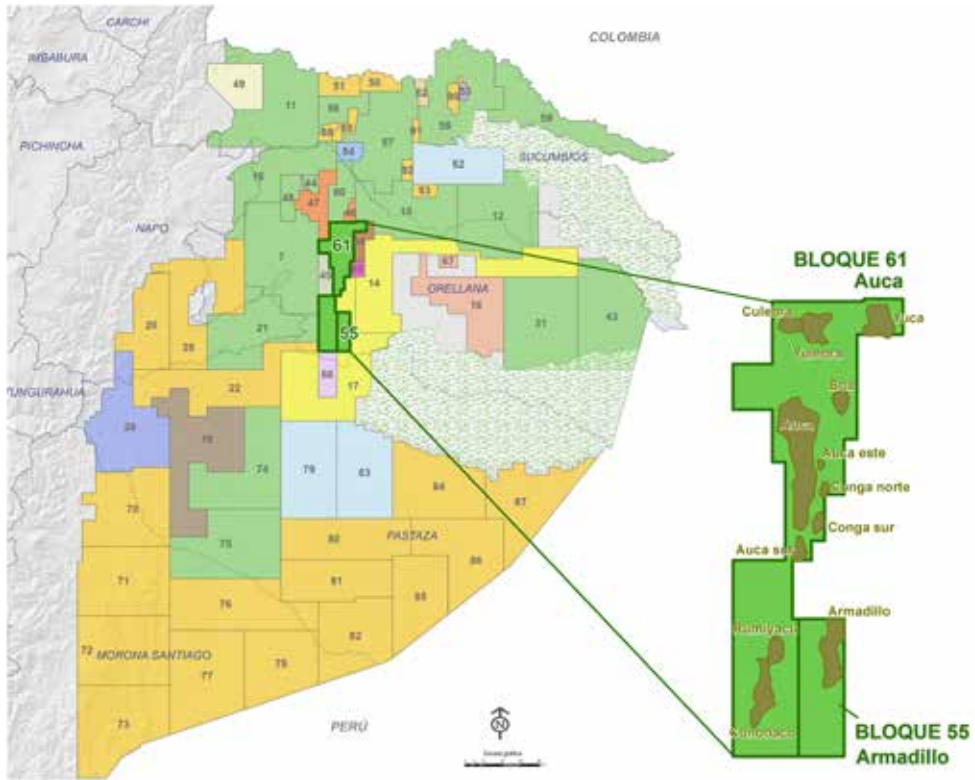
Empresa Pública

Activo Amistad (Offshore)

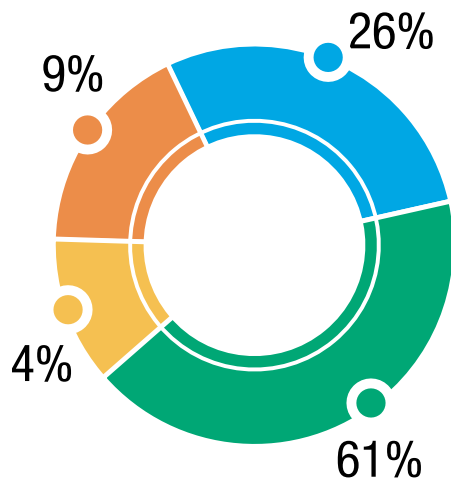




Activo Auca



PETROAMAZONAS EP

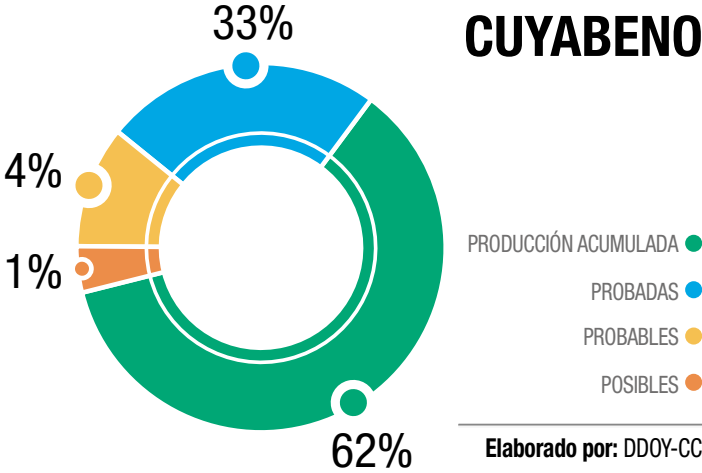
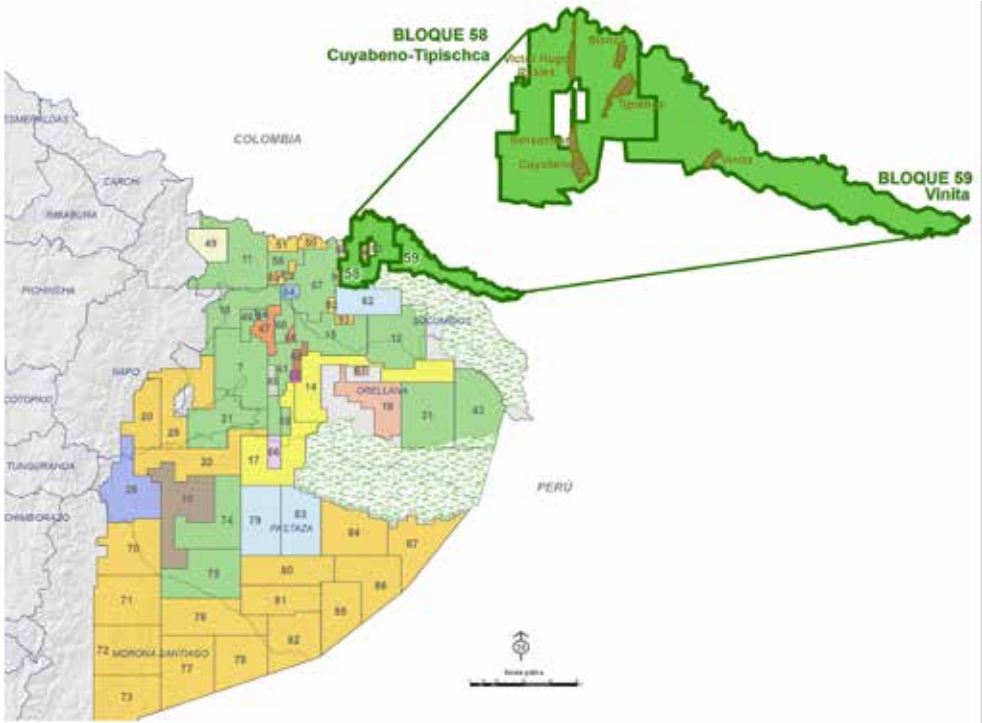


AUCA

- PRODUCCIÓN ACUMULADA
- PROBADAS
- PROBABLES
- POSIBLES

Elaborado por: DDOY-CC

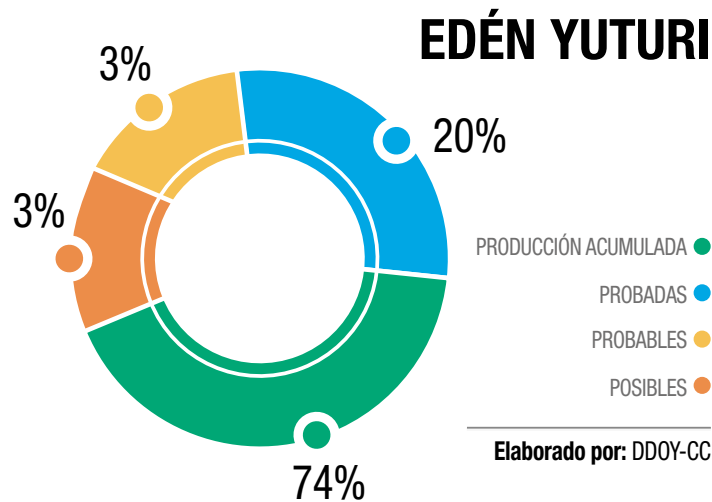
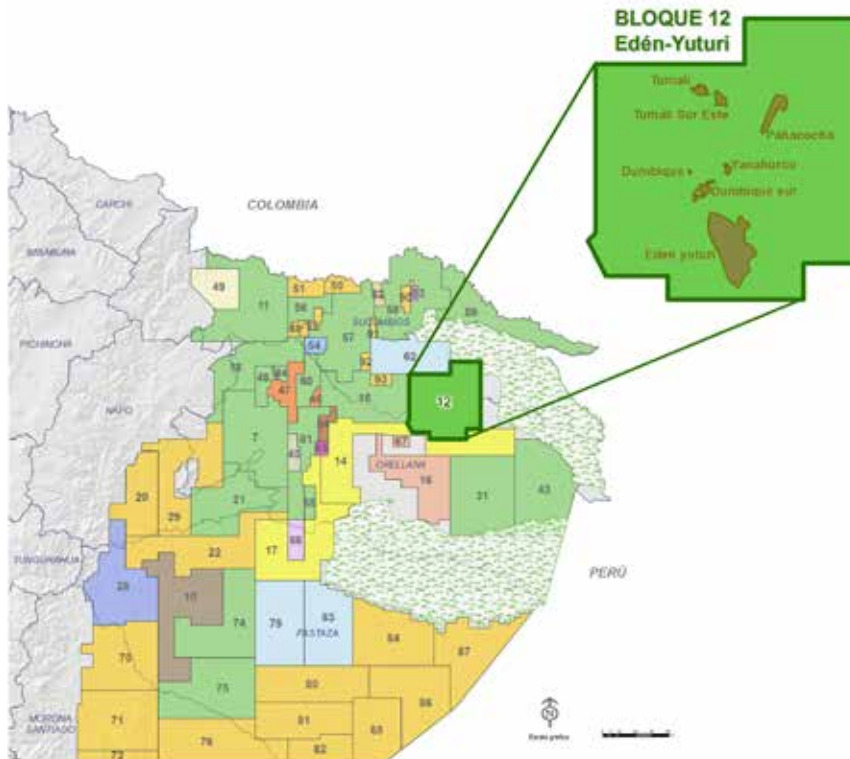
Activo Cuyabeno



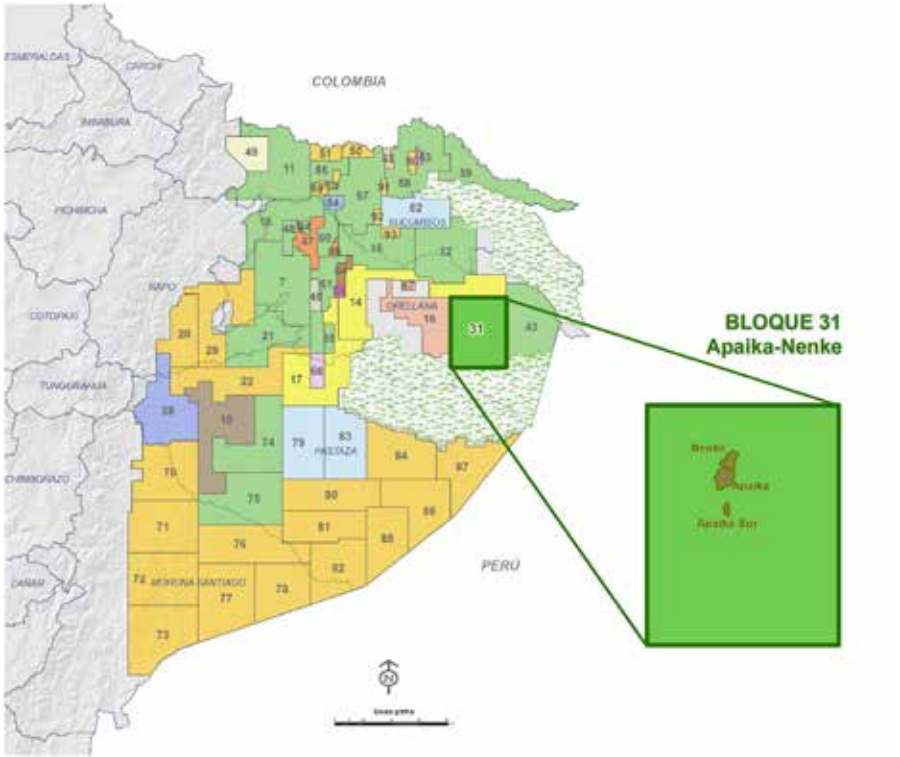


Activo Edén Yuturi y Apaika – Nenke (Bloques 12 y 31)

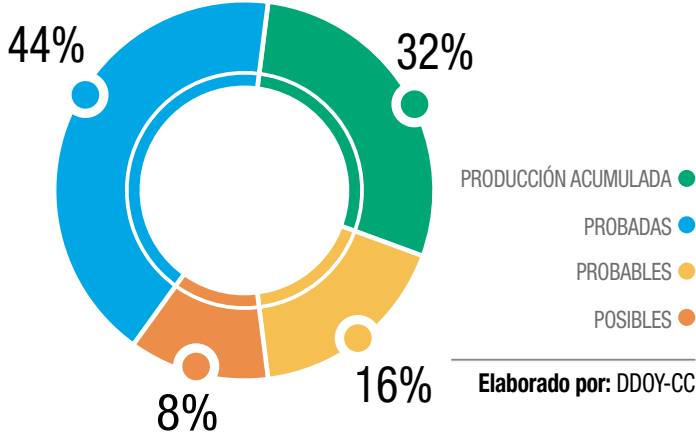
Edén Yuturi



Apaika – Nenke

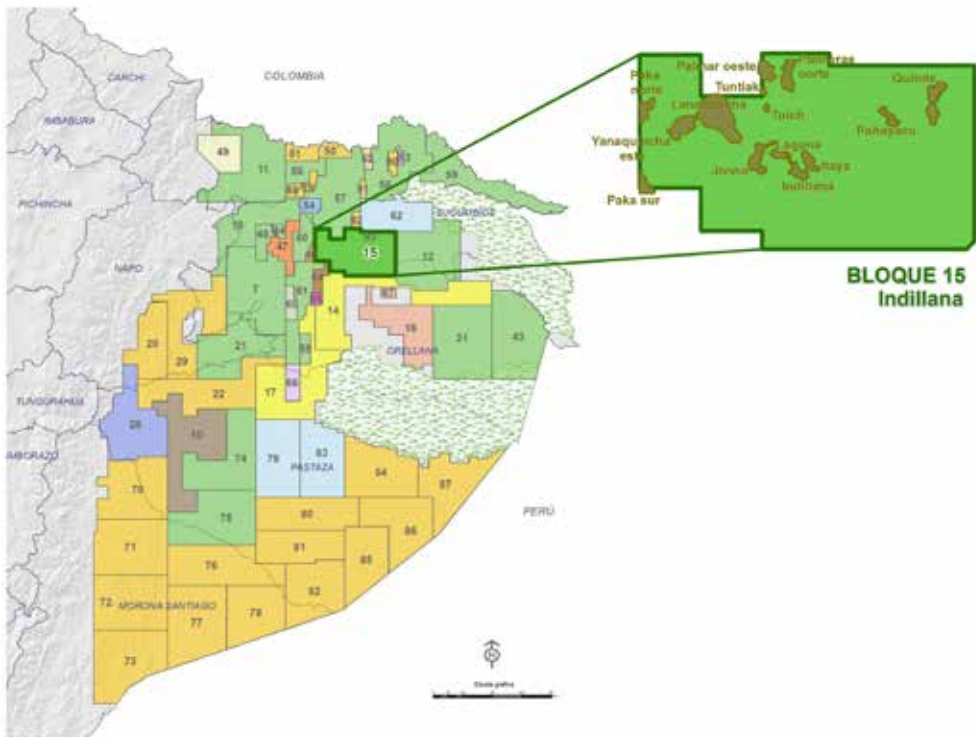


APAIKA NENKE

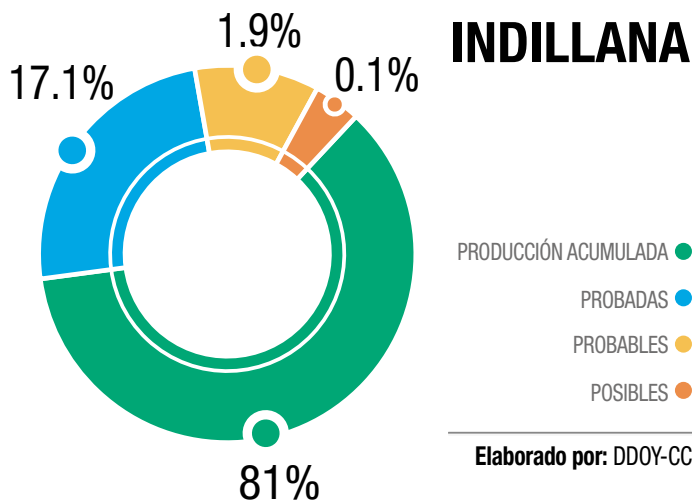




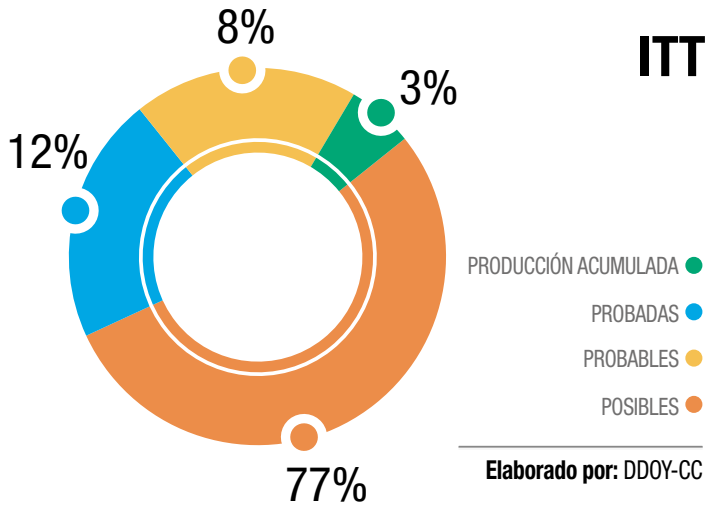
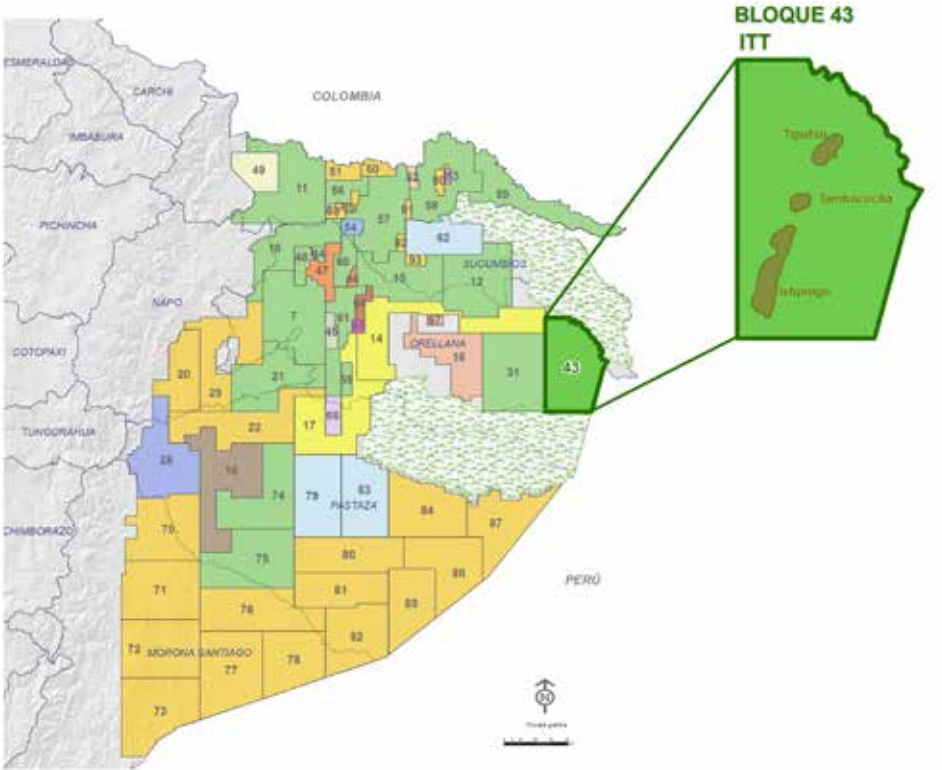
Activo Indillana



PETROAMAZONAS EP

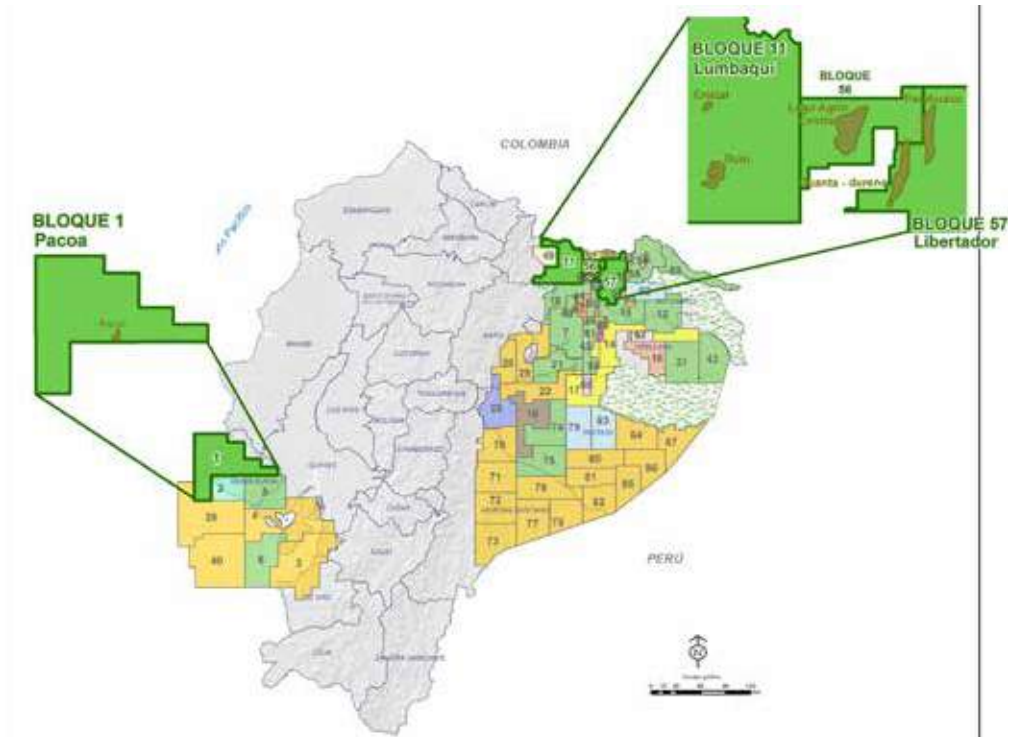


Activo ITT

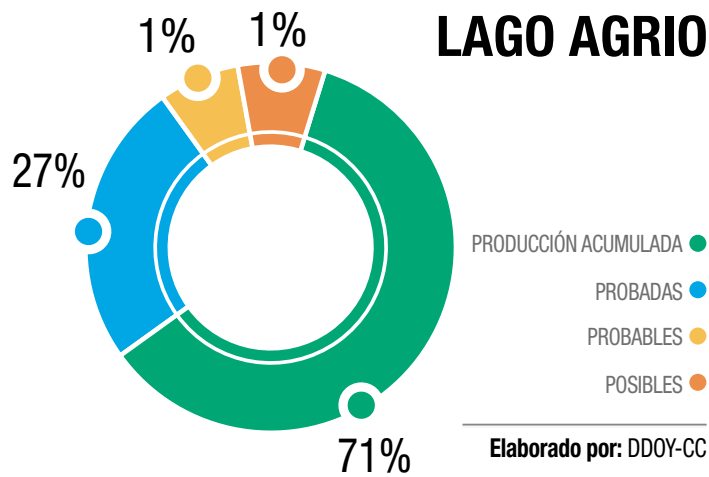




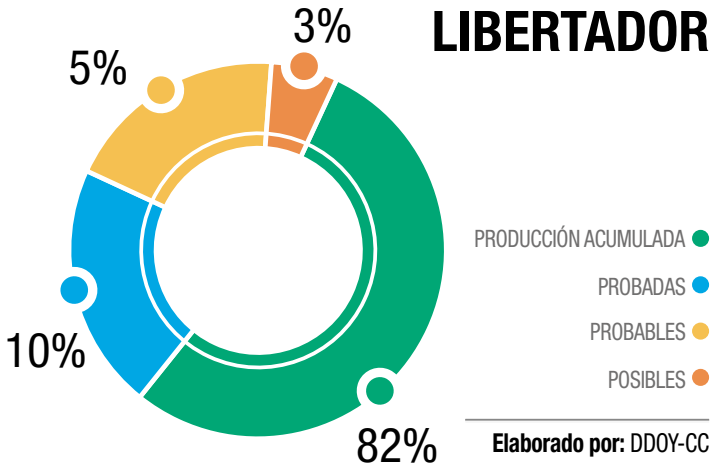
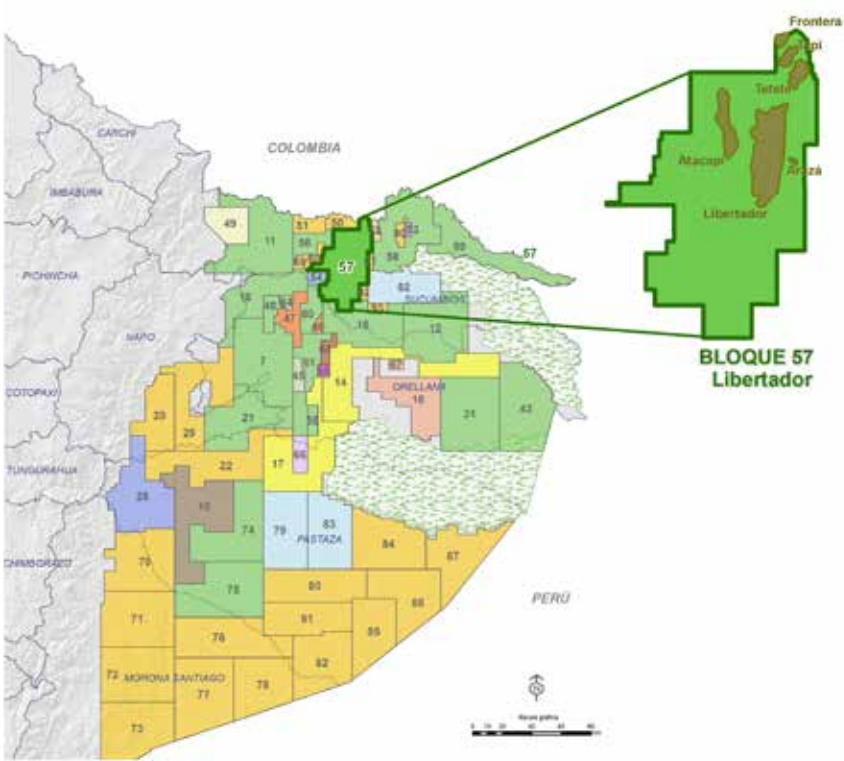
Activo Lago Agrio



PETROAMAZONAS EP

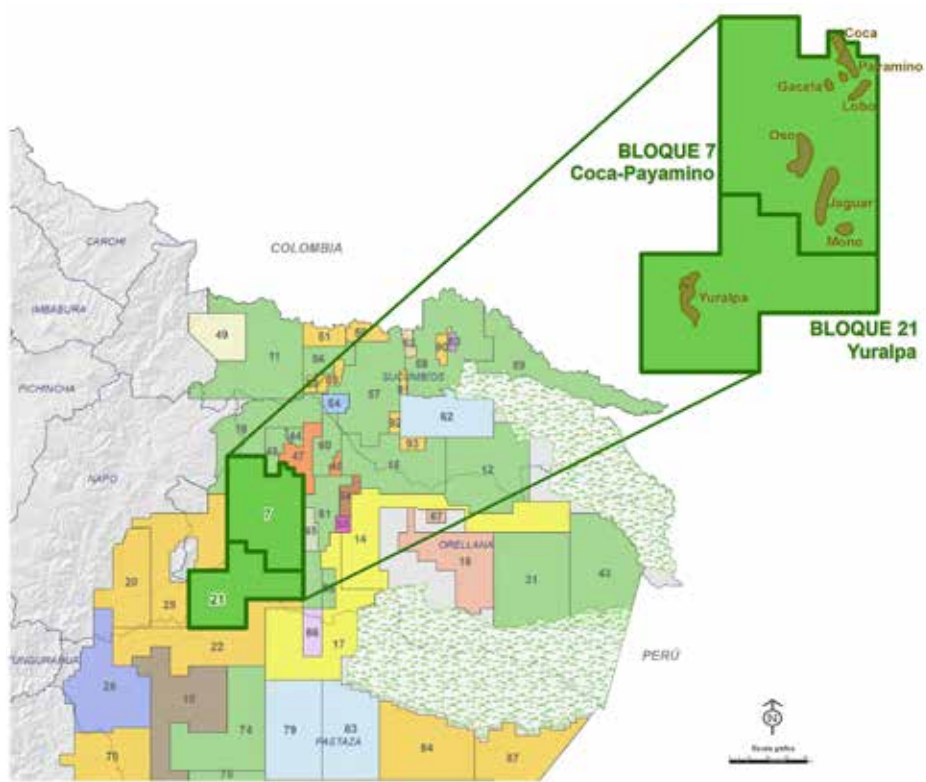


Activo Libertador

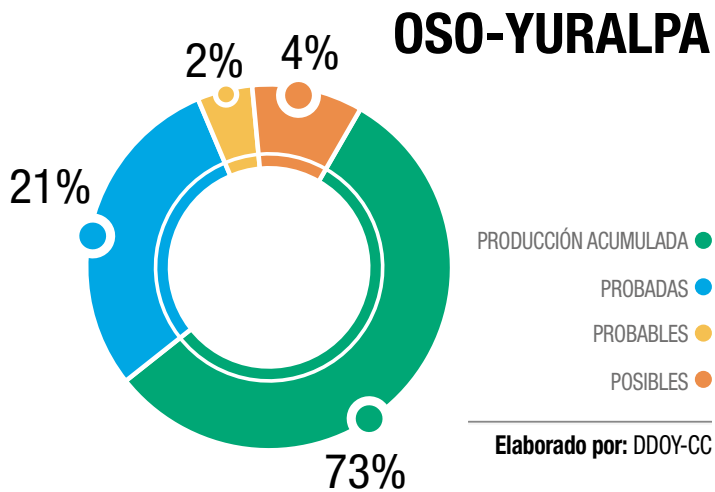




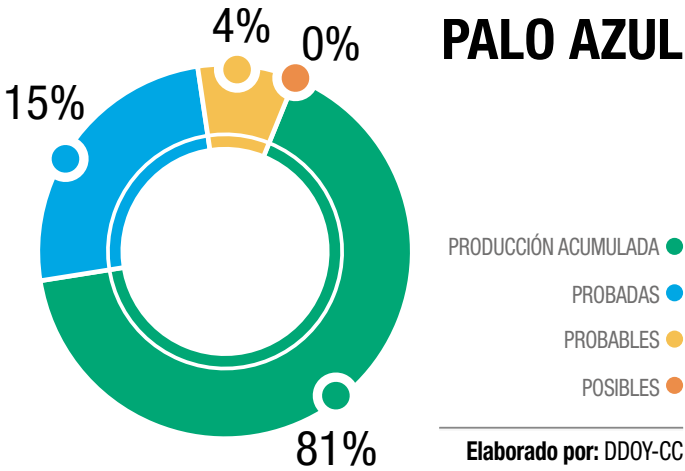
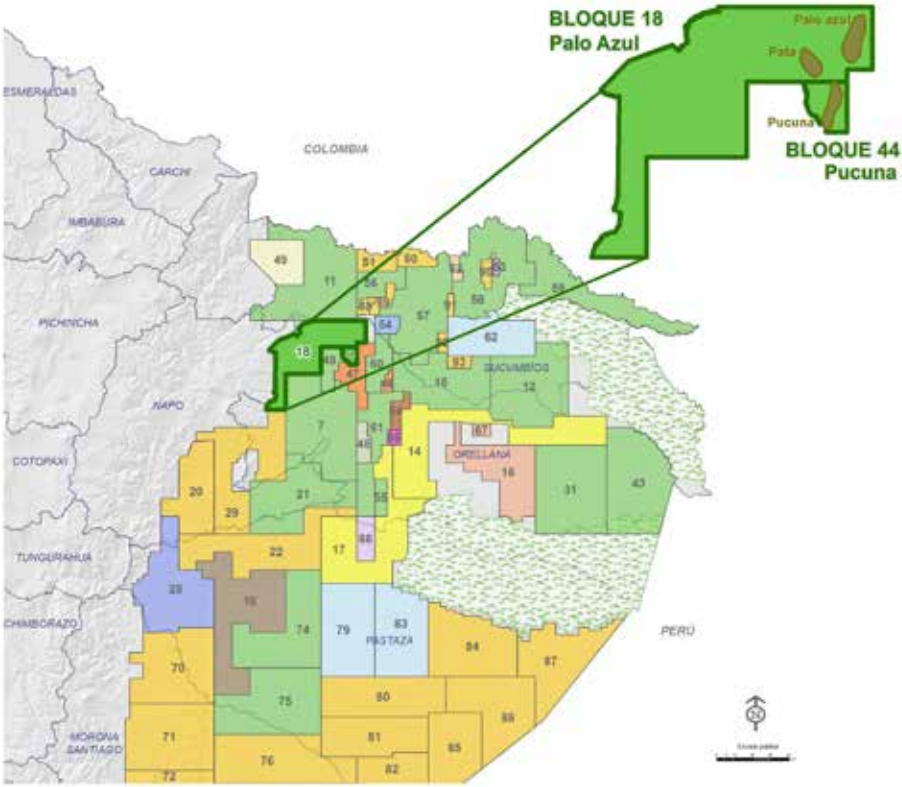
Activo Oso – Yuralpa



PETROAMAZONAS EP

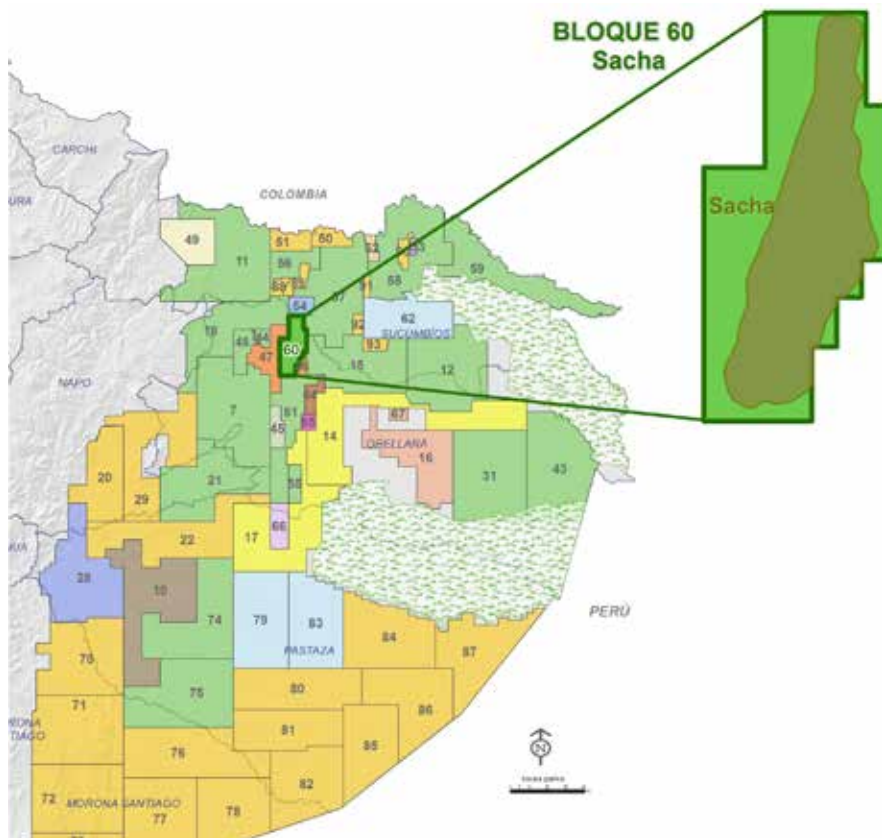


Activo Palo Azul

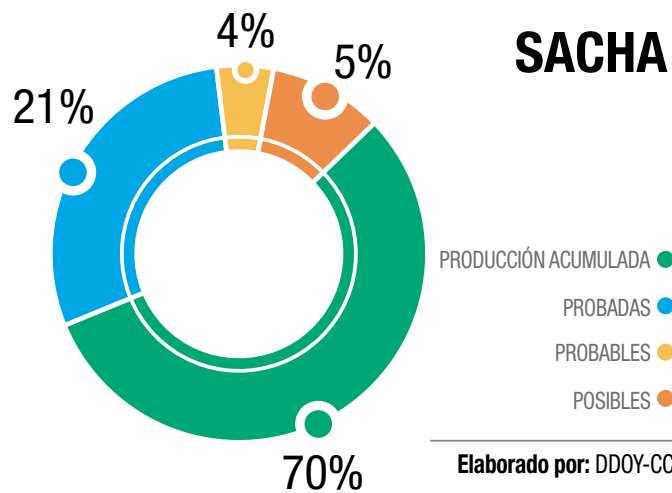




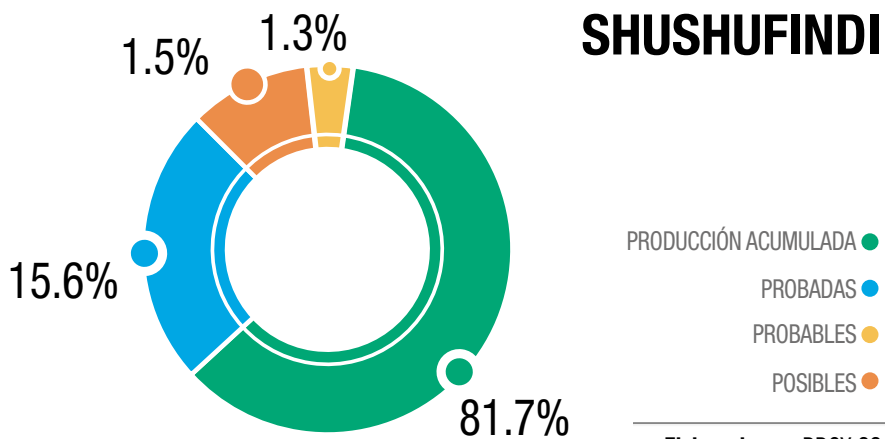
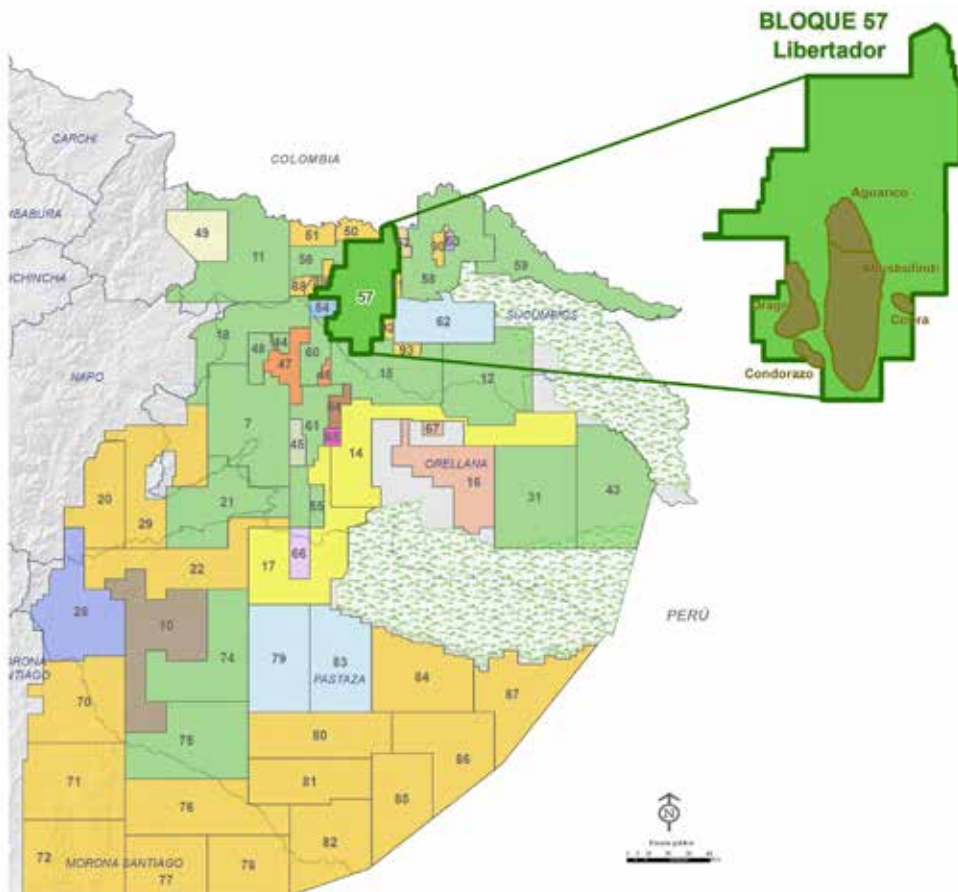
Activo Sacha



PETROAMAZONAS EP



Activo Shushufindi



Elaborado por: DDOY-CC



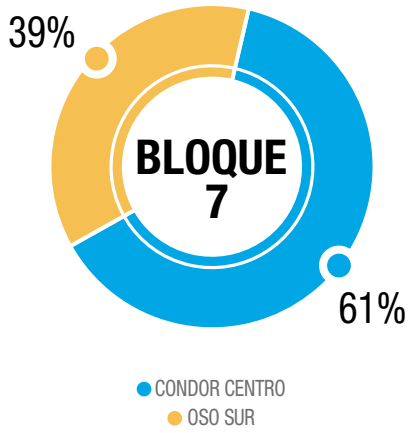
Prospectos Exploratorios

Los prospectos exploratorios son una parte fundamental de las estimaciones del Potencial Hidrocarburiífero del Ecuador, debido a que en la metodología PRMS-SPE, los volúmenes de hidrocarburos estimados para los prospectos exploratorios, son asignados dentro de la clasificación de “Recursos Prospectivos”.

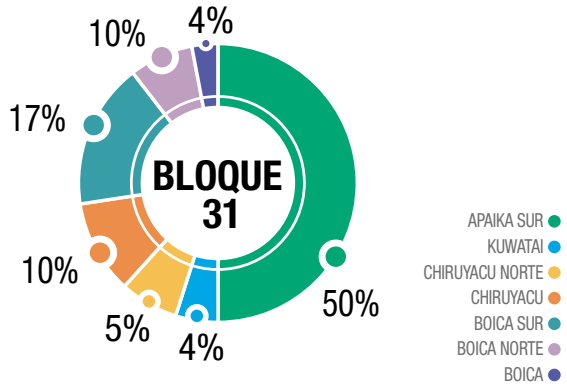
Para el año 2018, Petroamazonas EP cumpliendo lo dispuesto en la Resolución No. 0383 ha presentado por segundo año, los informes con las cifras de los Recursos Prospectivos de cada una de las áreas o prospectos analizados hasta el 31 de diciembre de 2017.

En el año 2017 Petroamazonas EP entregó 22 informes, donde constan los estudios y análisis de 24 prospectos; para el año 2018 se los complementó con 7 informes adicionales y que a continuación se presentan de manera consolidada; incluyendo los recursos prospectivos presentados por los activos de Petroamazonas.

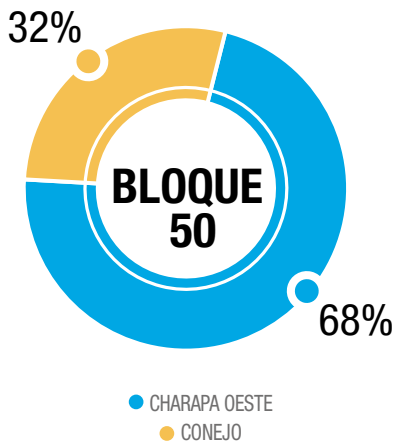
RECURSOS PROSPECTIVOS POR BLOQUE



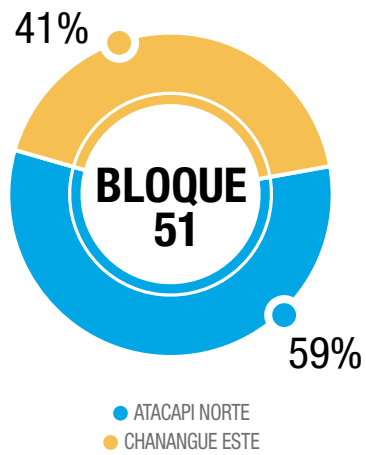
Elaborado por: DDOY-CC



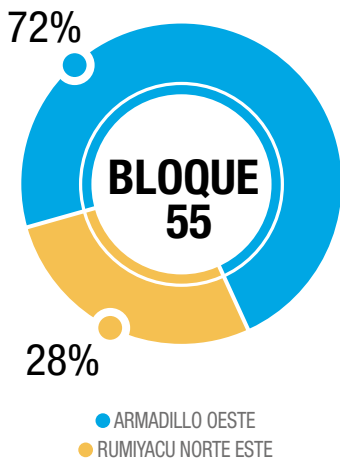
Elaborado por: DDOY-CC



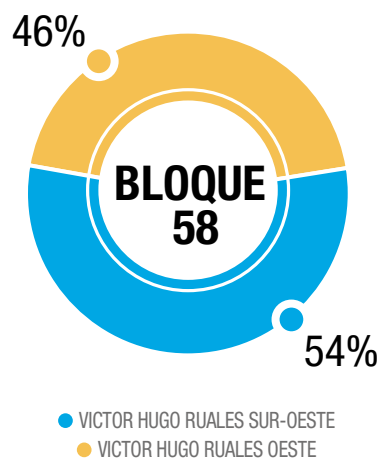
Elaborado por: DDOY-CC



Elaborado por: DDOY-CC



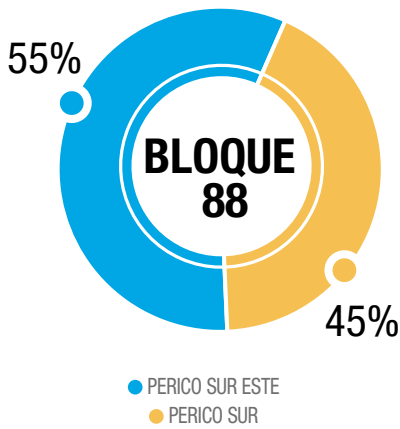
Elaborado por: DDOY-CC



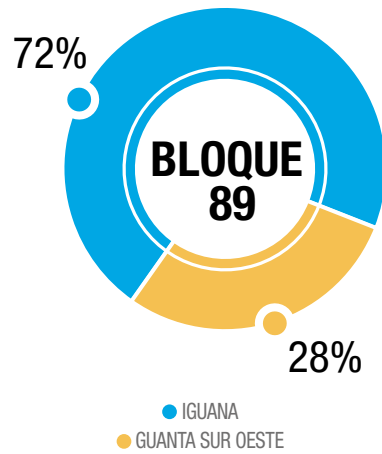
Elaborado por: DDOY-CC



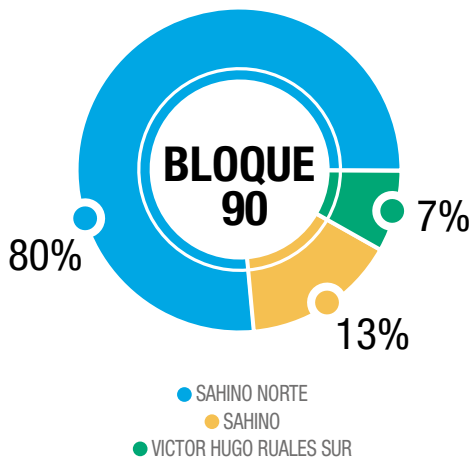
RECURSOS PROSPECTIVOS POR BLOQUE



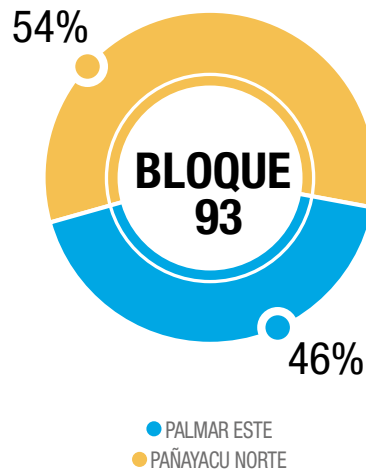
Elaborado por: DDOY-CC



Elaborado por: DDOY-CC

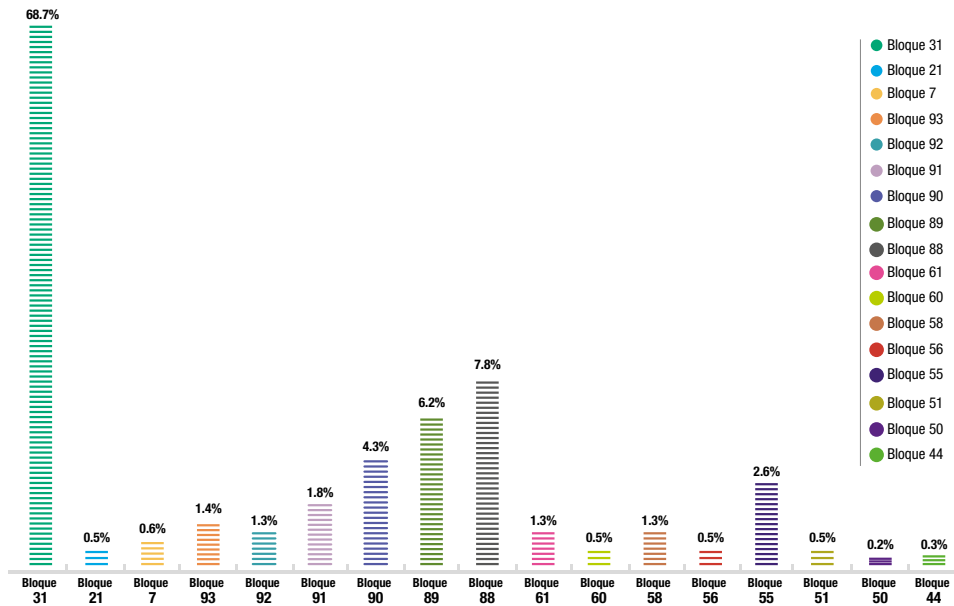


Elaborado por: DDOY-CC



Elaborado por: DDOY-CC

RECURSOS PROSPECTIVOS TOTALES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 BLOQUES DE PETROAMAZONAS EP



Elaborado por: DDOY-CC

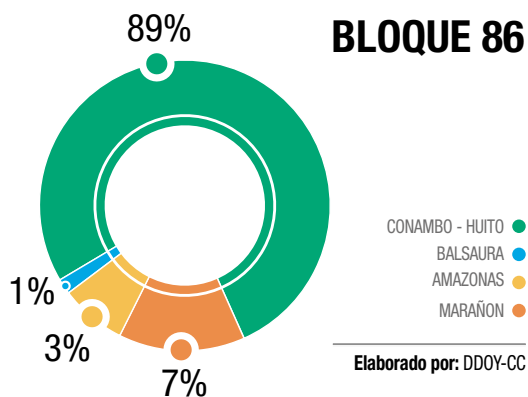


MINISTERIO
DE ENERGÍA Y RECURSOS
NATURALES NO RENOVABLES

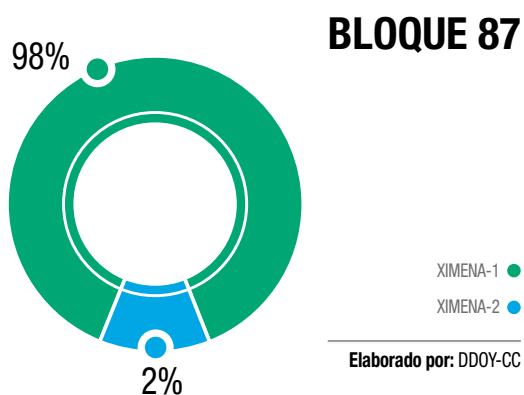
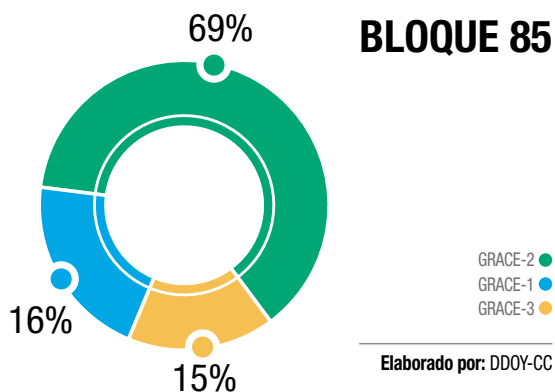
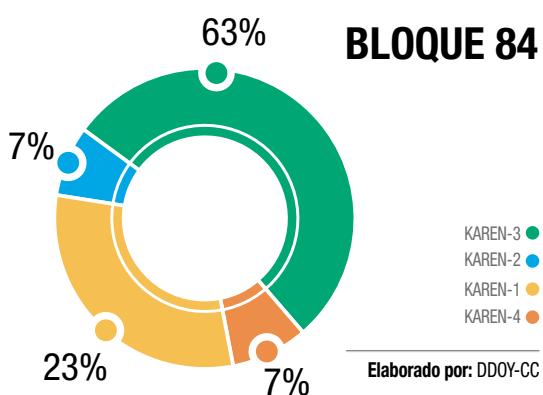
Viceministerio de Hidrocarburos

Dirección de Patrimonio y Promoción de Hidrocarburos

RECURSOS CONTINGENTES



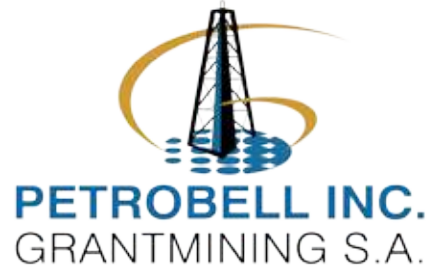
RECURSOS PROSPECTIVOS



Nota: La Dirección de Patrimonio y Promoción de Hidrocarburos presentó los estudios e informes que se encontraban finalizados hasta 31 de diciembre de 2017, por lo tanto existen prospectos y campos que se encuentran aún en estudio y evaluación sus volúmenes asociados, entre los que está el campo Pungarayacu, el que no es parte del Informe del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2018.



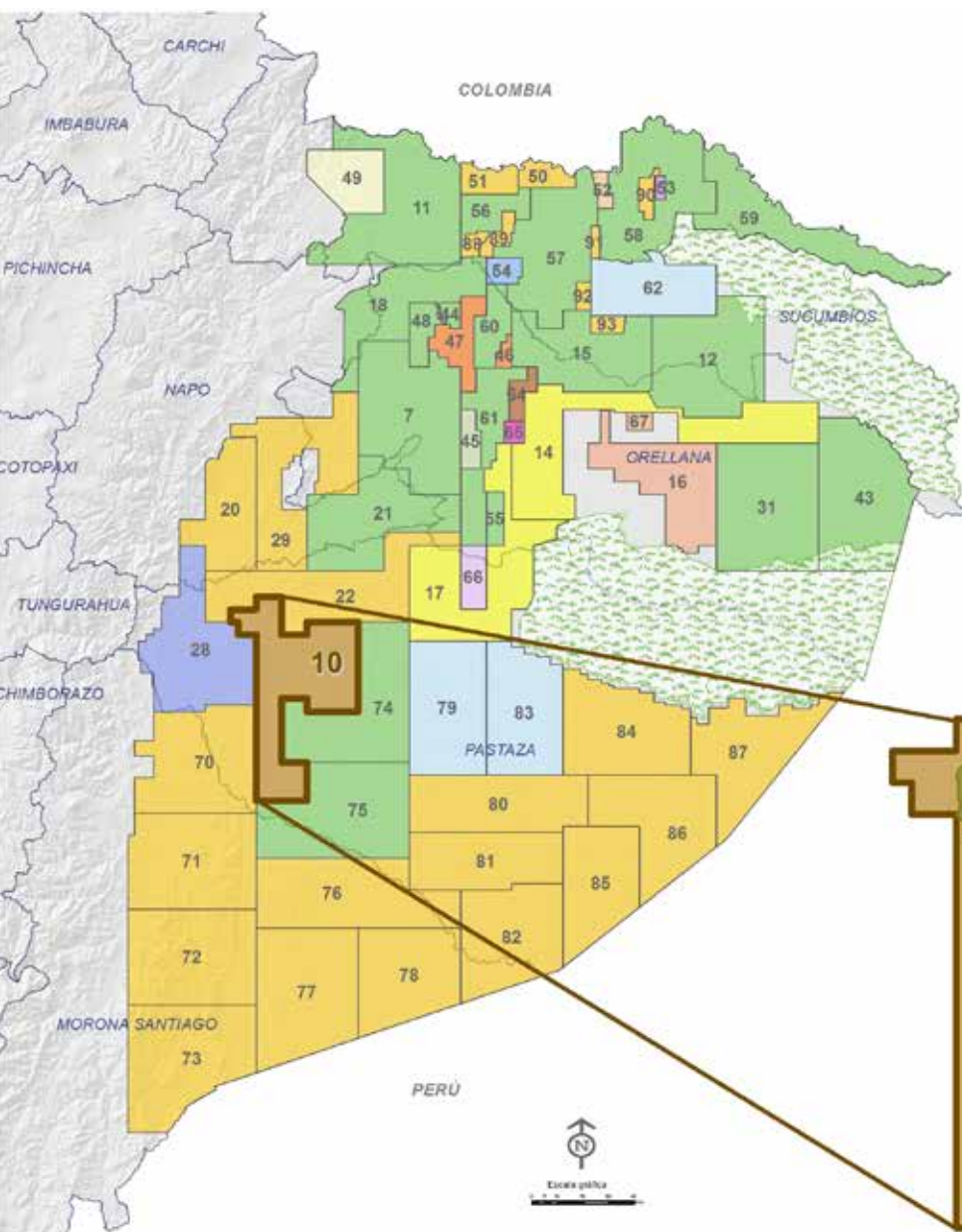
EMPRESAS PRIVADAS







BLOQUE 10
Villano

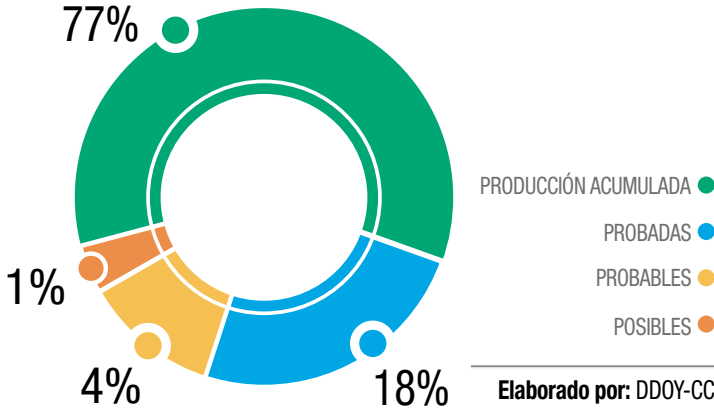


	X [m]	Y [m]
Min.	224,917	9'830,302
Max.	229,606	9'842,423



Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

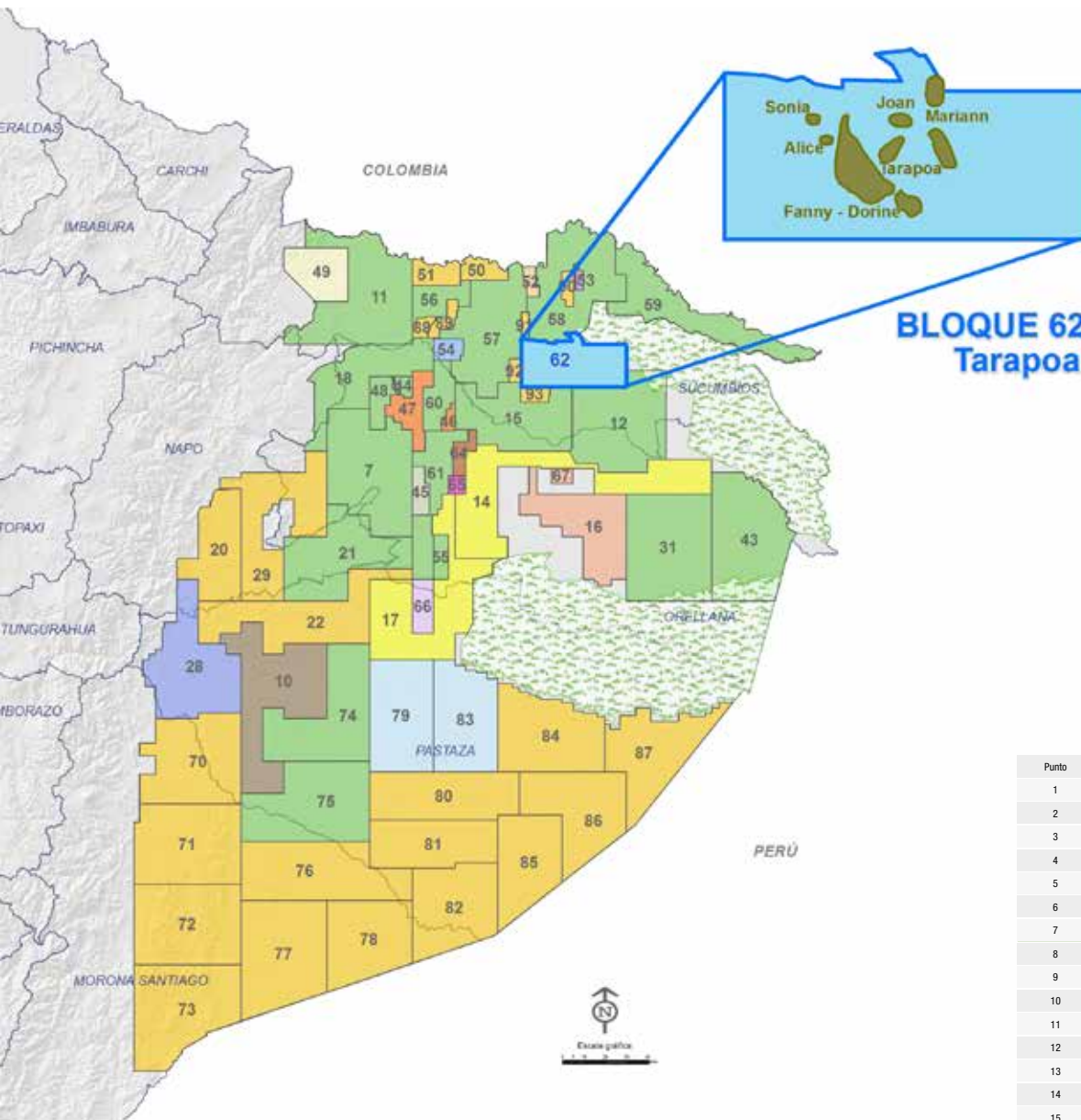
AGIP OIL ECUADOR





ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD.

Tarapoa

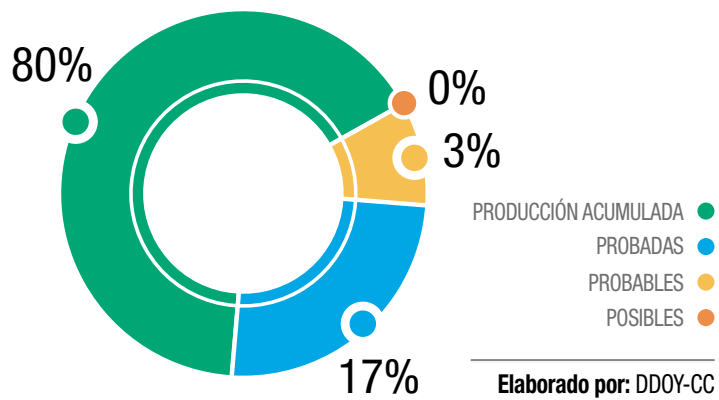


BLOQUE 62
Tarapoa

Punto	UTM	
	ESTE	NORTE
1	331225.856	9992936.882
2	336772.000	9992607.000
3	339708.920	9991846.460
4	341730.380	9992348.270
5	343854.110	9991373.420
6	347153.250	9990813.570
7	347145.800	9991977.080
8	355172.270	9991737.900
9	353920.000	9993970.000
10	351627.750	9995478.900
11	355548.000	9995872.500
12	356436.000	9996084.000
13	357516.000	9995204.220
14	358339.000	9995280.500
15	359963.000	9992632.500
16	360242.010	9990437.130
17	380225.856	9990436.882
18	380225.856	9970436.882
19	331225.856	9970436.882

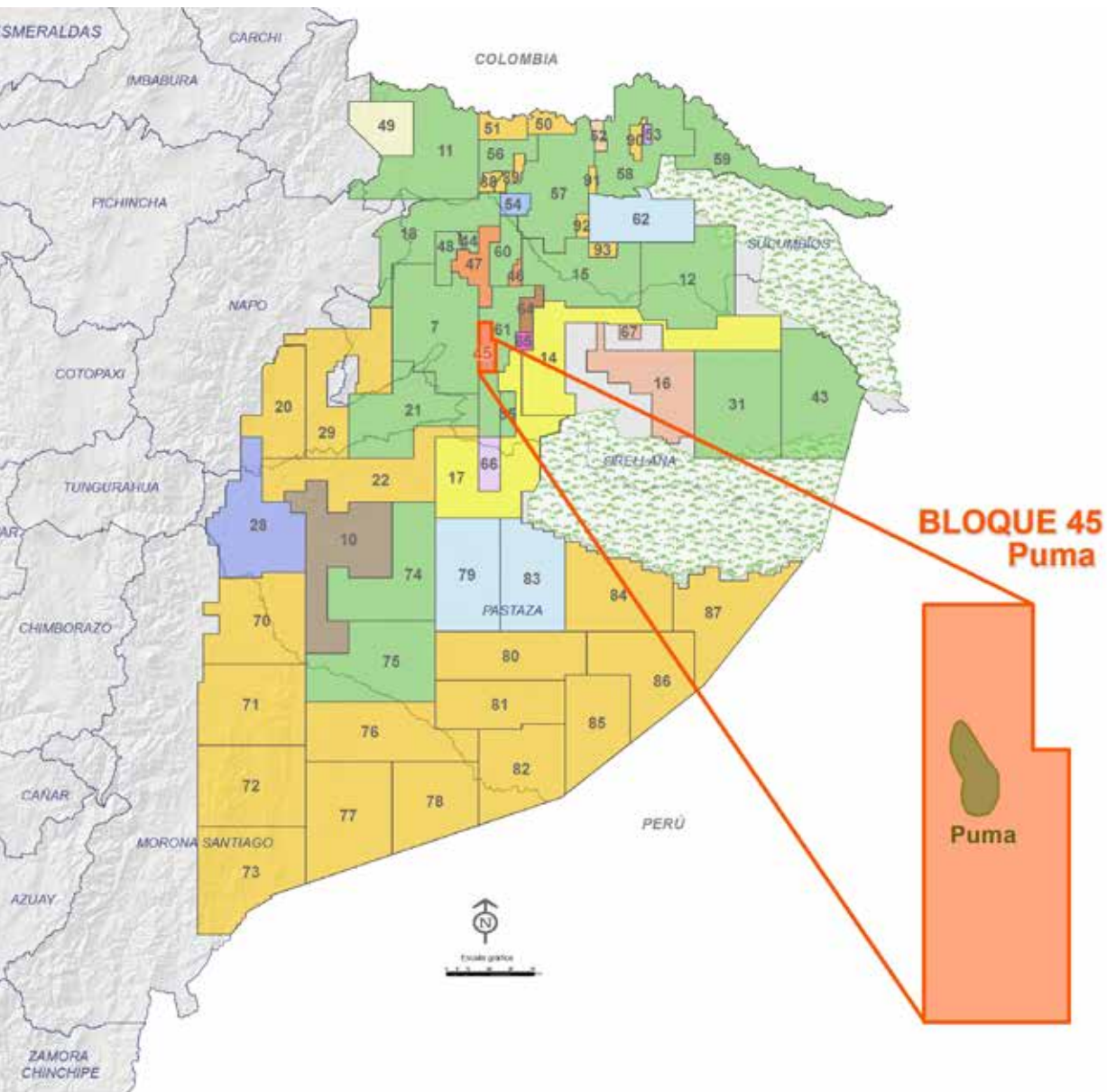
Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

ANDES PETROLEUM ECUADOR



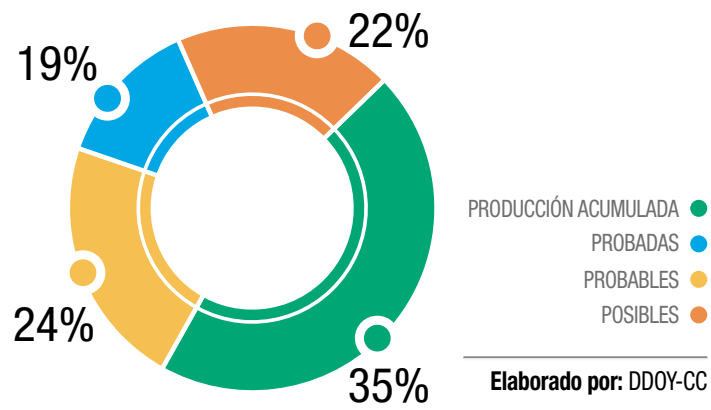


BLOQUE 45
Puma



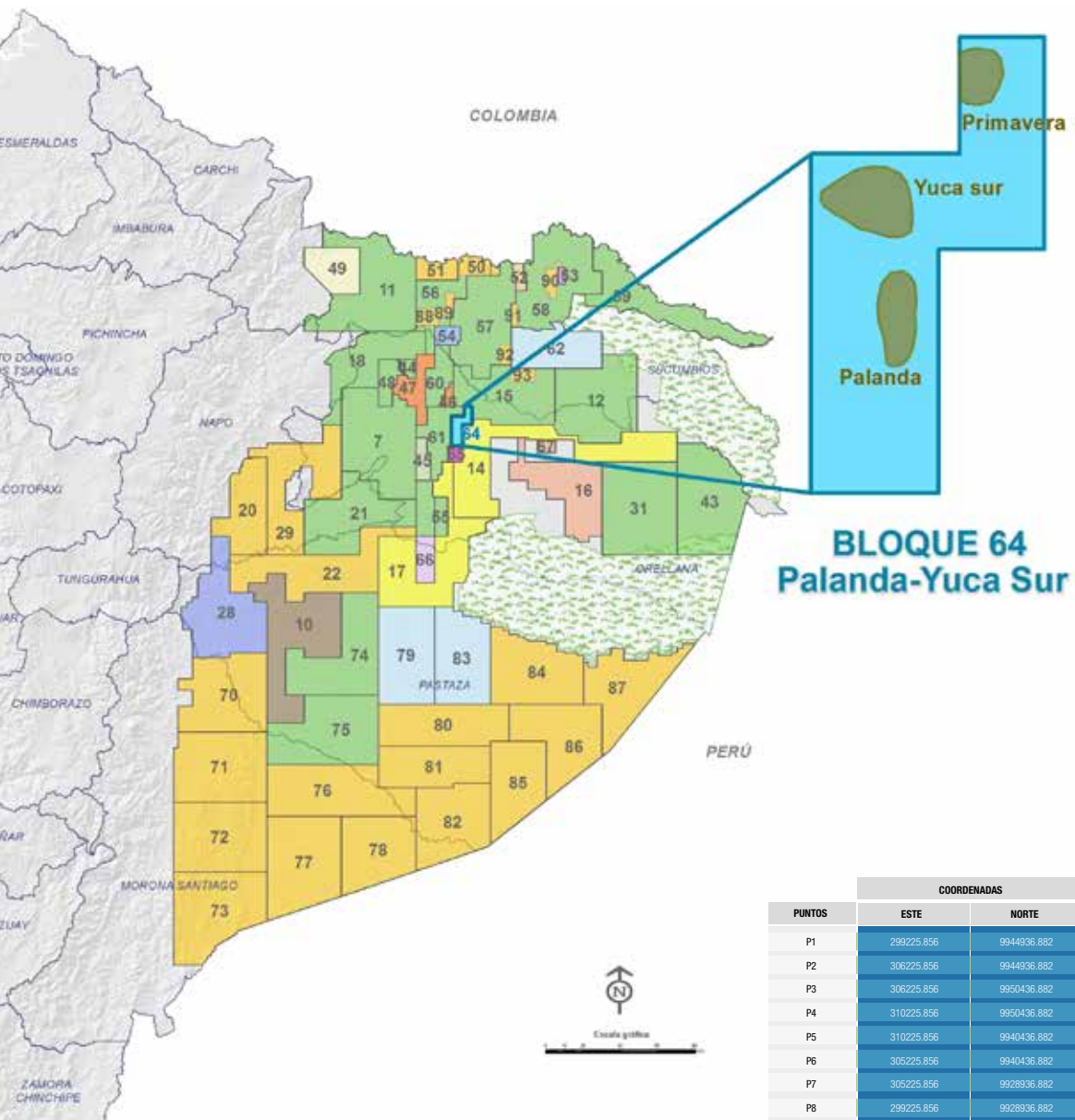
Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

CONSORCIO PEGASO





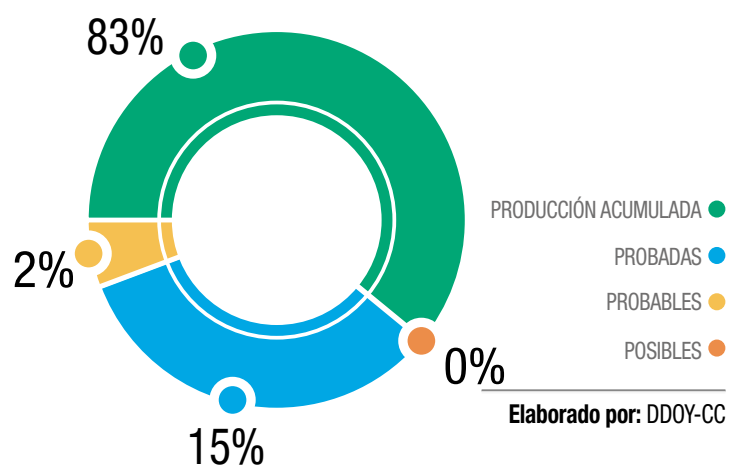
BLOQUE 64
Palanda – Yuca Sur



PUNTOS	COORDENADAS	
	ESTE	NORTE
P1	299225.856	9944936.882
P2	306225.856	9944936.882
P3	306225.856	9950436.882
P4	310225.856	9950436.882
P5	310225.856	9940436.882
P6	305225.856	9940436.882
P7	305225.856	9928936.882
P8	299225.856	9928936.882

Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

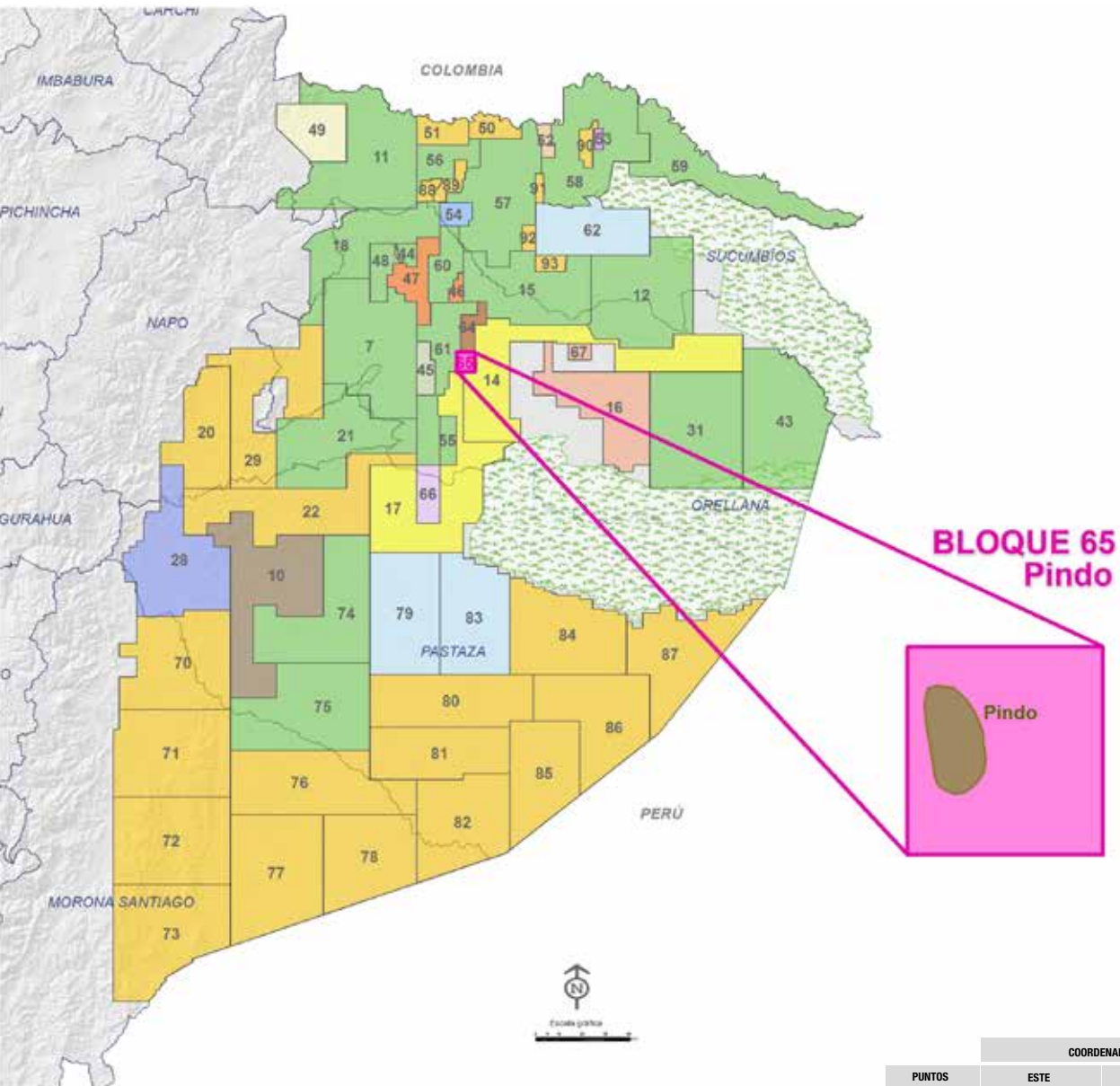
CONSORCIO PALANDA YUCA SUR





BLOQUE 65

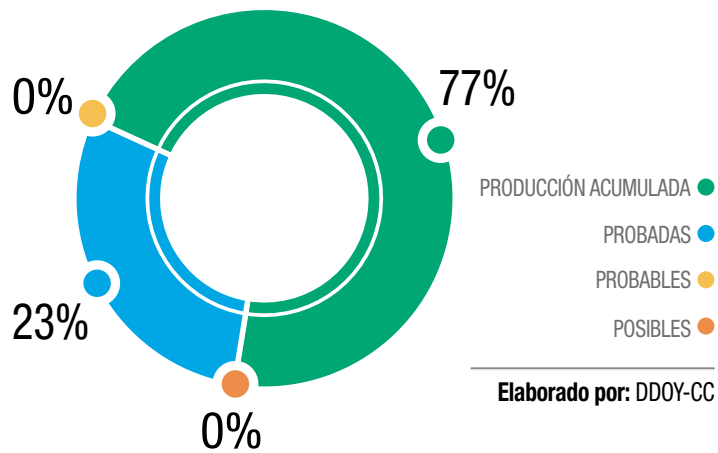
Pindo



PUNTOS	COORDENADAS	
	ESTE	NORTE
P1	297225.856	9928936.882
P2	305225.856	9928936.882
P3	305225.856	9920436.882
P4	297225.856	9920436.882

Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

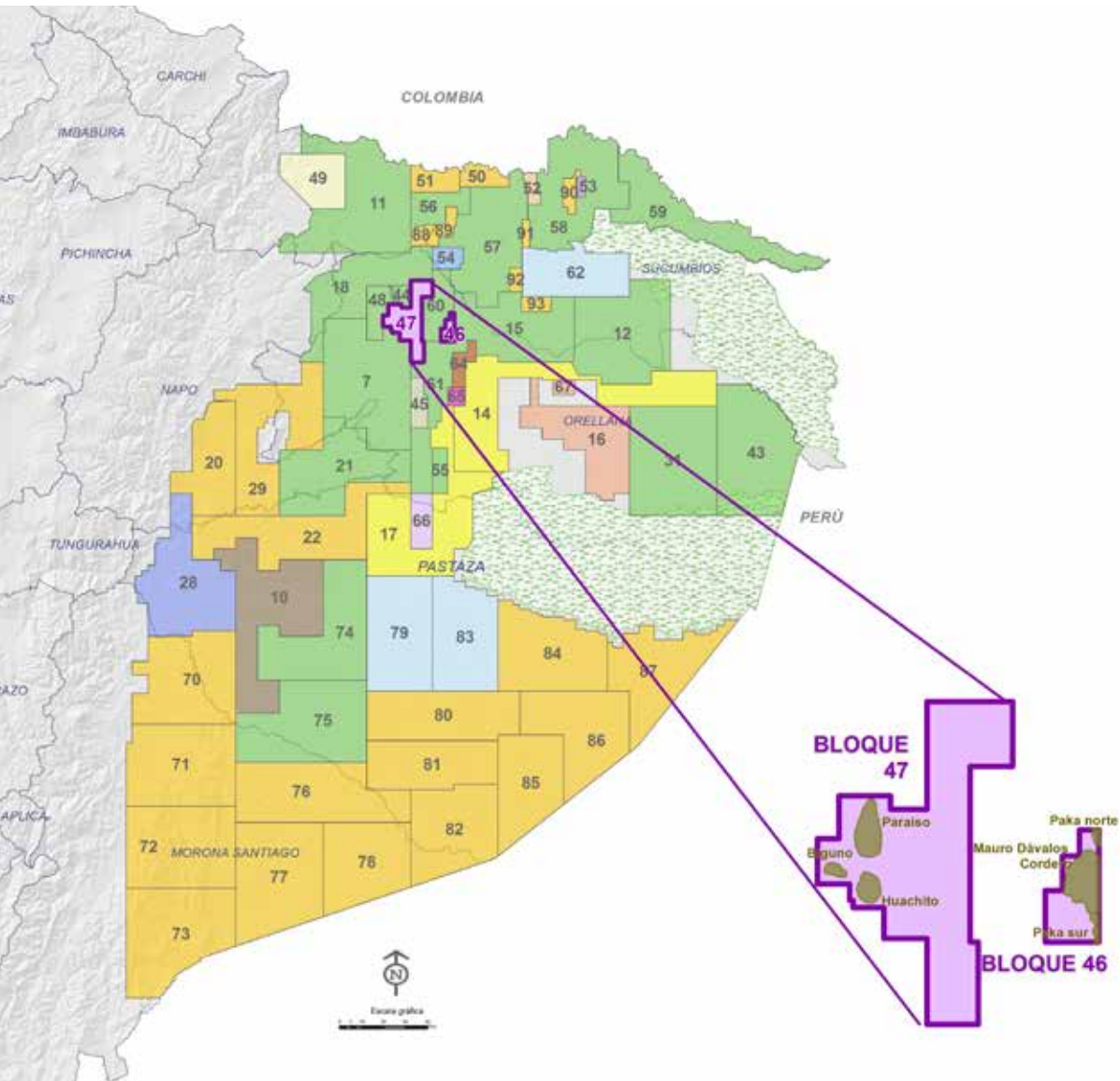
CONSORCIO PETROSUD PETRORIVA





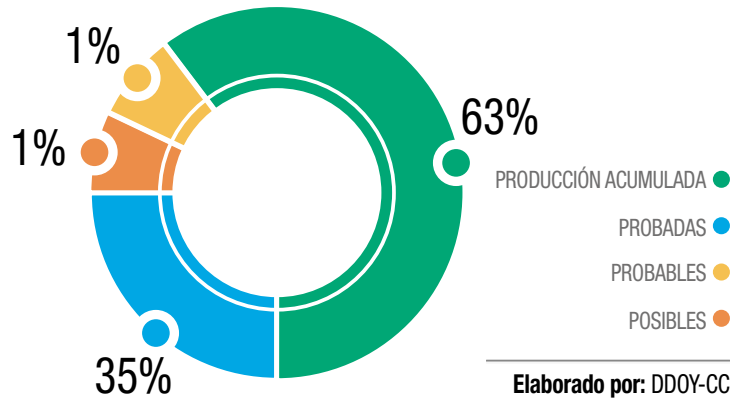
enap sipec

BLOQUE 46 y 47
MDC y PBHI

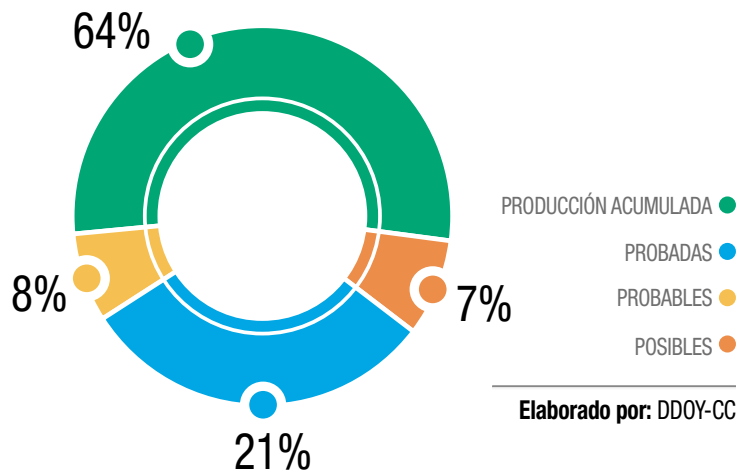


Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

ENAP SIPEC (B46)

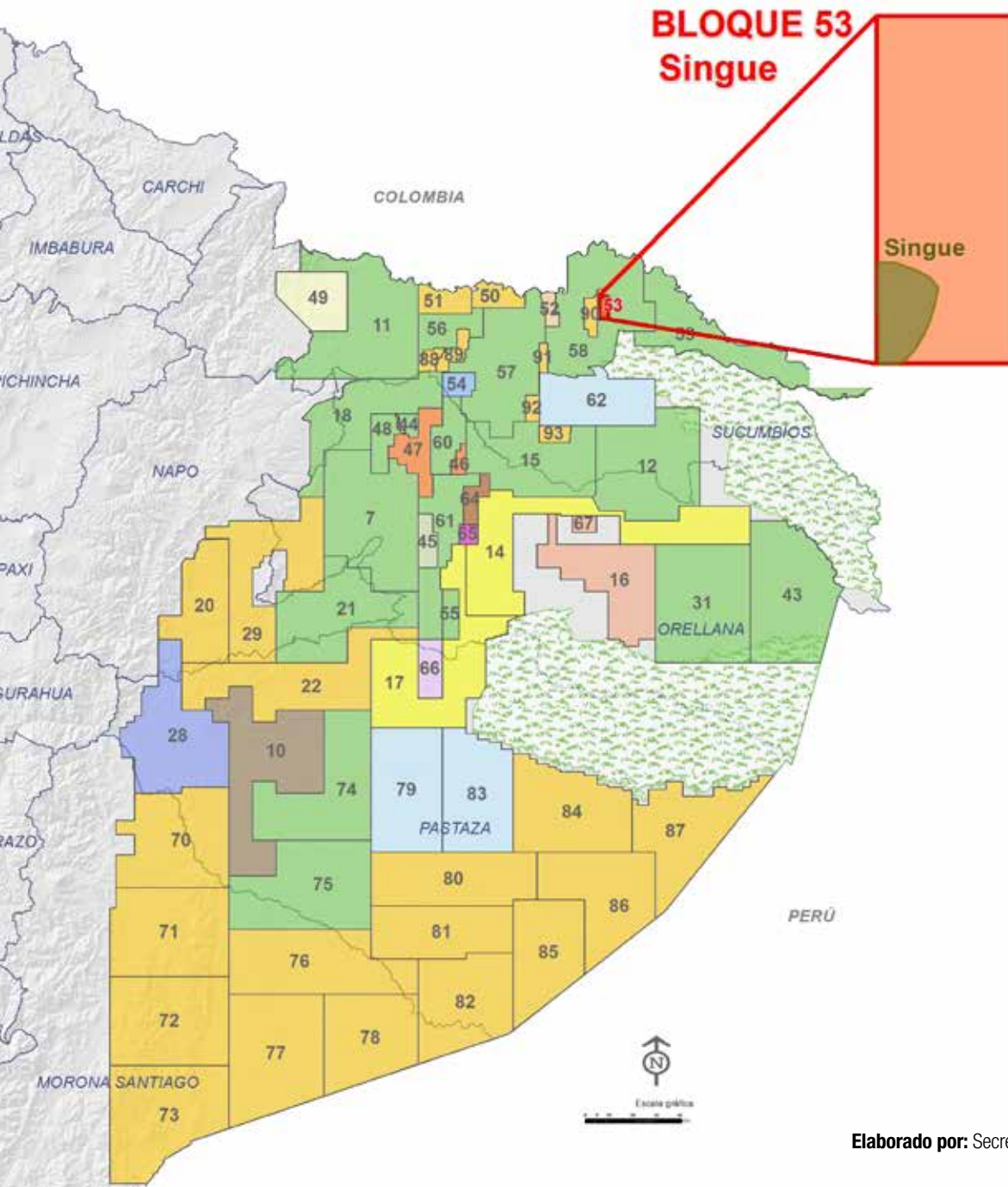


ENAP SIPEC (B47)



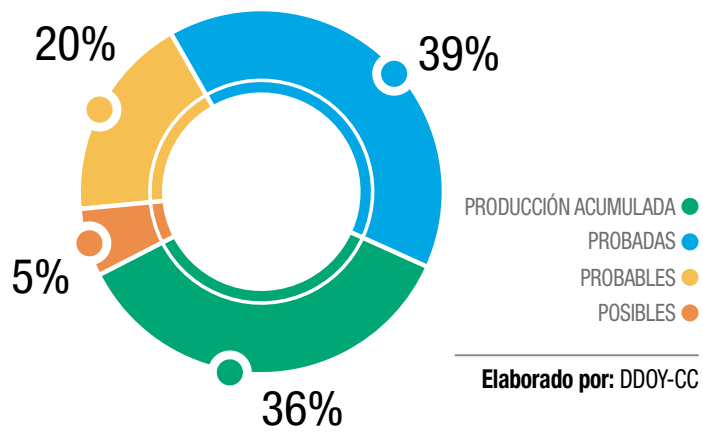


BLOQUE 53
Singue



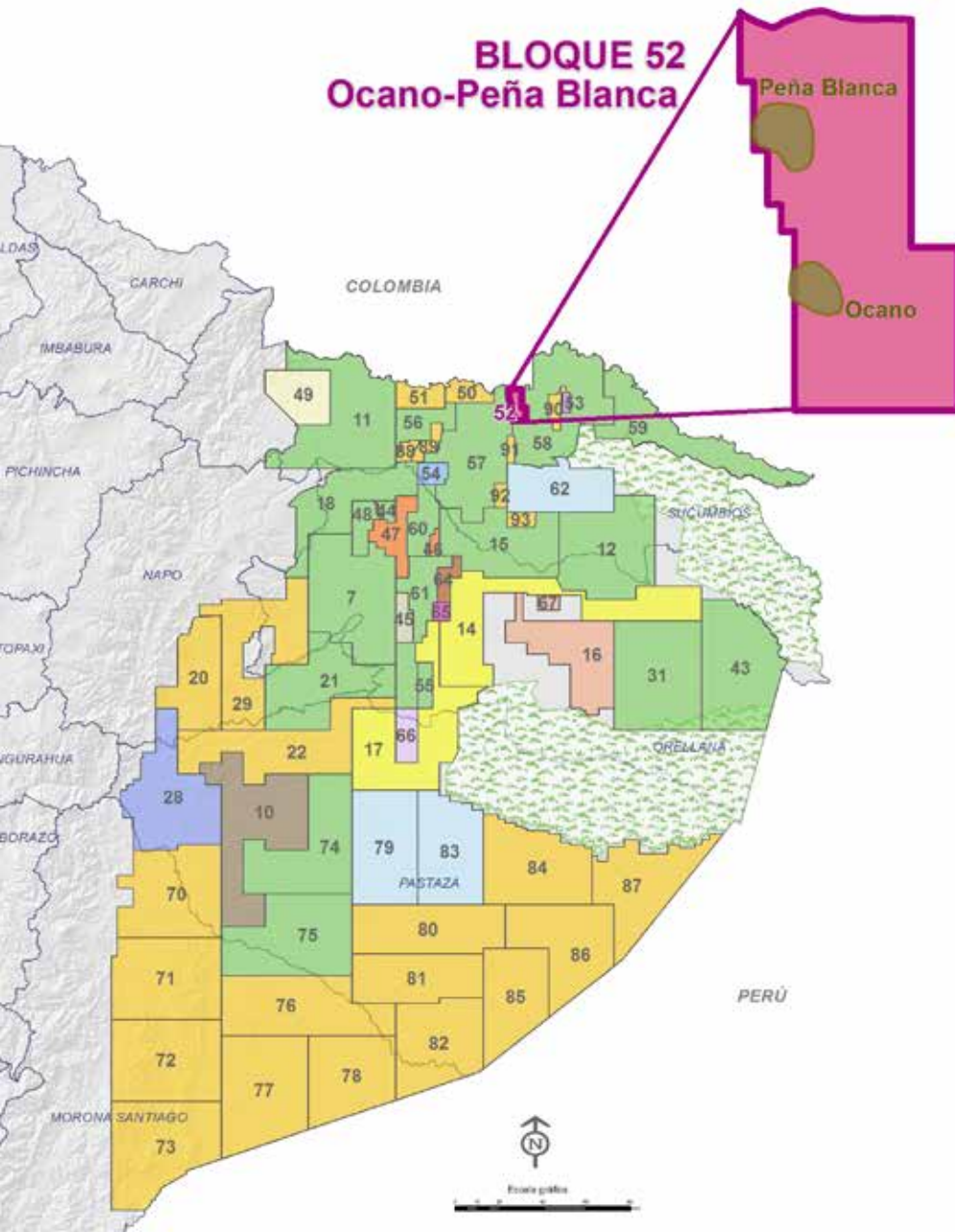
Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

GENTE OIL ECUADOR





BLOQUE 52
Ocano – Peña Blanca



BLOQUE 52 OCAÑO-PEÑA BLANCA

PUNTO	COORDENADAS		
	ESTE	NORTE	
P.OPE-1	331 725 858	10 018 438 852	Front. Colombia
P.OPE-2	333 000 000	10 018 438 852	Front. Colombia
P.OPE-3	335 000 000	10 018 438 852	
P.OPE-4	337 725 858	10 018 438 852	
P.OPE-5	337 725 858	10 012 438 852	
P.OPE-6	333 725 858	10 012 438 852	
P.OPE-7	333 725 858	10 018 000 000	
P.OPE-8	333 725 858	10 018 000 000	
P.OPE-9	333 725 858	10 020 000 000	
P.OPE-10	333 725 858	10 020 000 000	
P.OPE-11	332 725 858	10 022 000 000	
P.OPE-12	332 725 858	10 022 000 000	
P.OPE-13	332 725 858	10 024 000 000	
P.OPE-14	331 725 858	10 024 000 000	

ÁREA 8.278 Ha

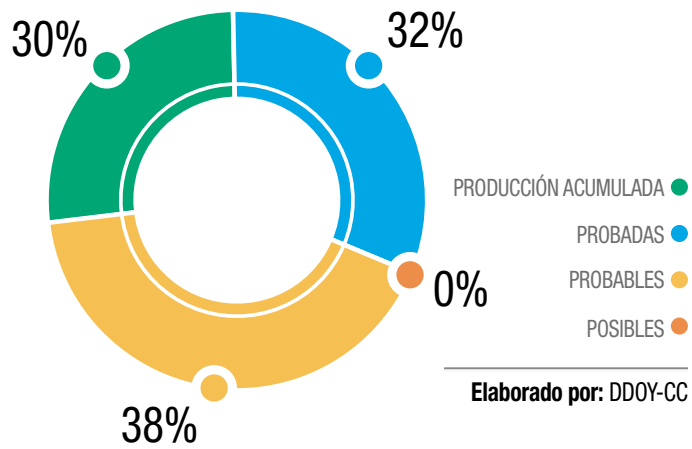
Nota: A partir de P.OPE-1 al 31mo

torceros del Colombia hasta P.OPE-



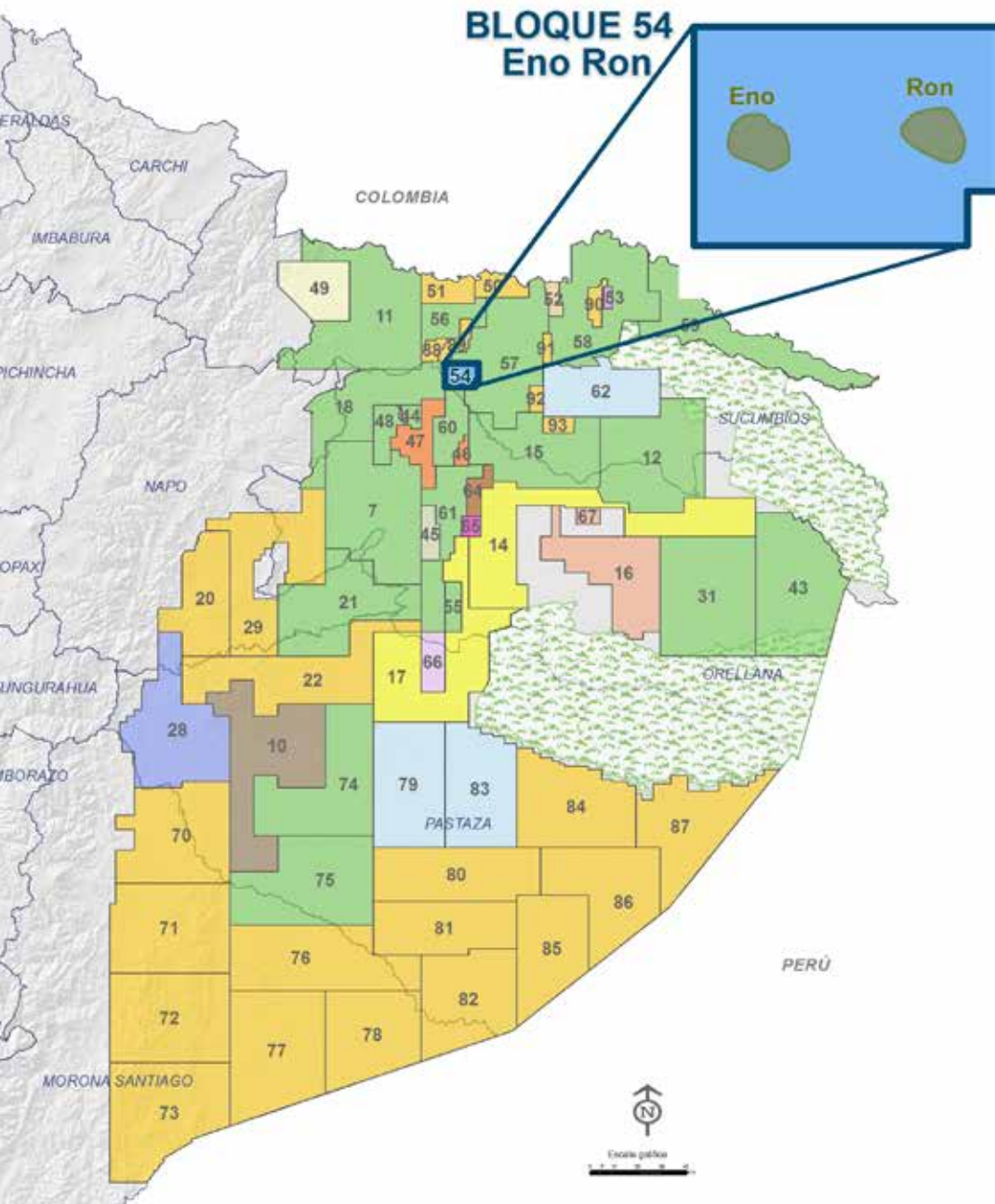
Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

ORION ENERGY OCAÑO-PB





BLOQUE 54
Eno – Ron



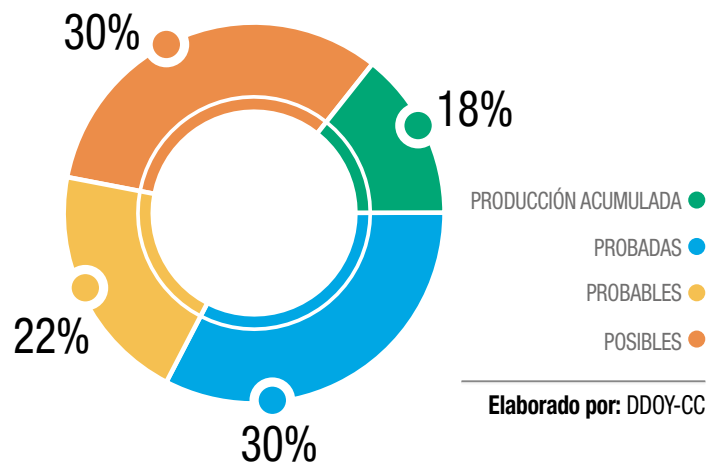
BLOQUE 54 ENO-RON

PUNTO	COORDENADAS	
	ESTE	NORTE
P-01	290.222.850	0.892.202.833
P-02	297.202.850	0.892.202.833
P-03	297.202.850	0.894.212.833
P-04	303.202.850	0.894.212.833
P-05	303.202.850	0.892.202.833
P-06	304.222.850	0.892.202.833
P-07	303.222.850	0.894.212.833
P-08	303.222.850	0.892.202.833
P-09	297.202.850	0.892.202.833

AREA: 13.826 Ha Aprox.

Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

ORION OIL ER

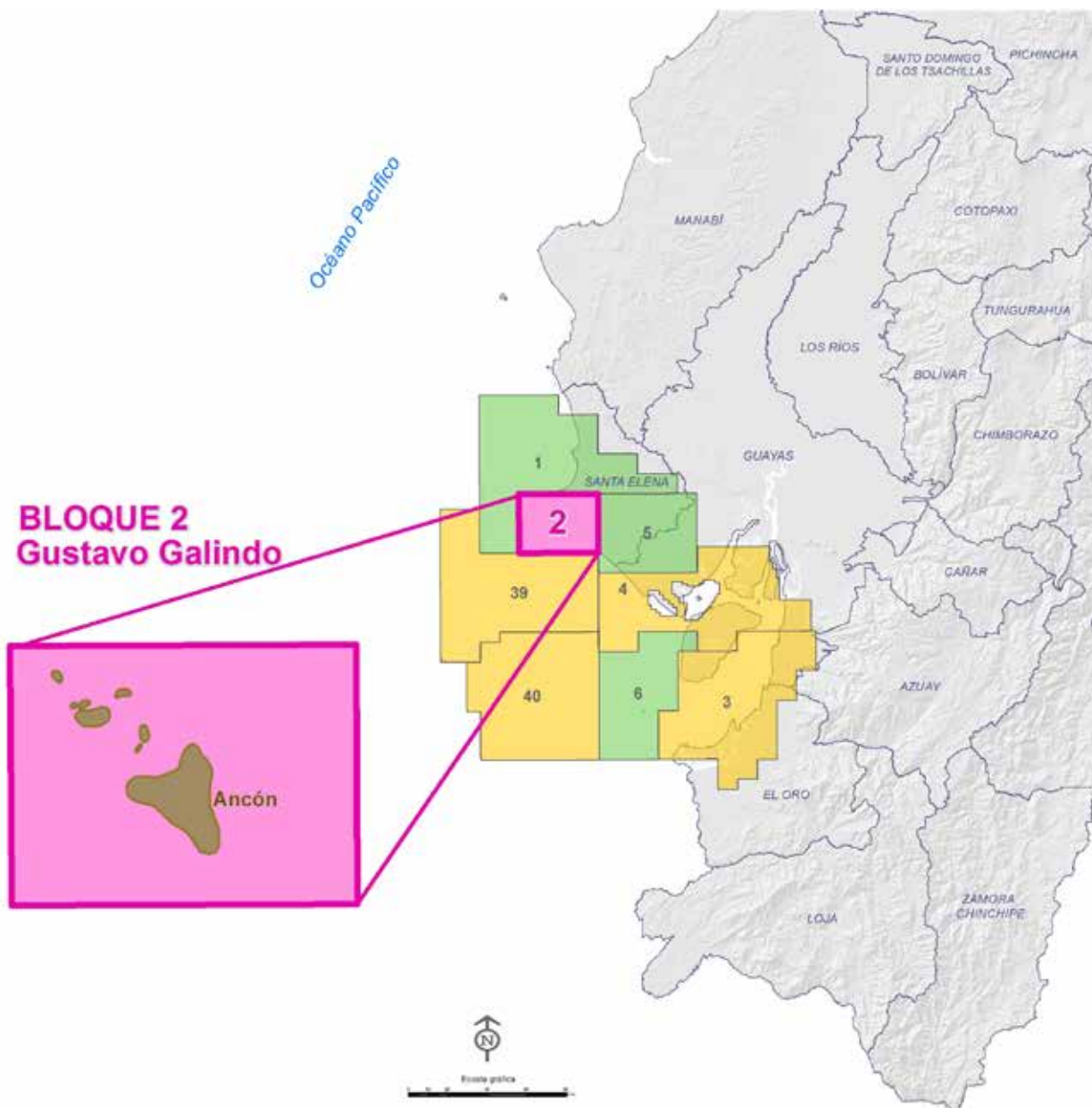




ASOCIACIÓN PACIFPETROL S.A.
ANDIPETROLEOS SEOG OIL & GAS SOCIEDAD ANÓNIMA

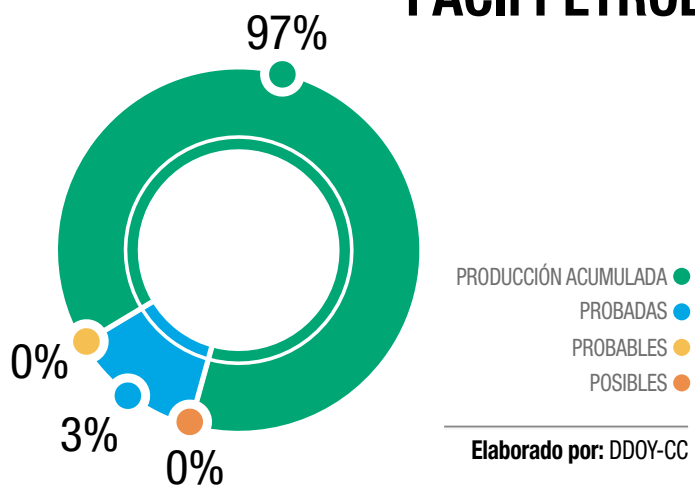
BLOQUE 2

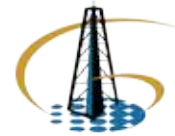
Gustavo Galindo



Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

PACIFPETROL

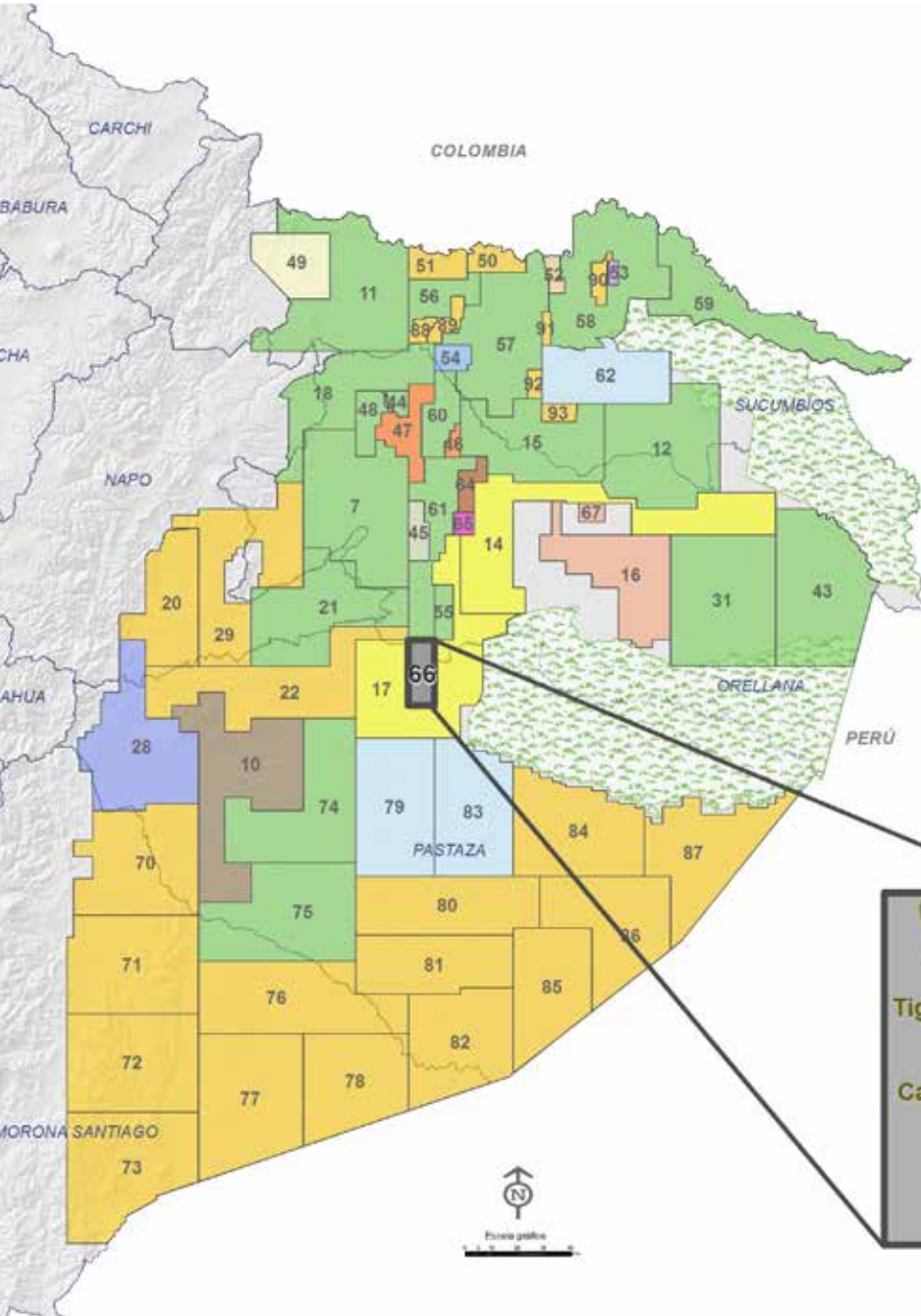




PETROBELL INC.
GRANTMINING S.A.

BLOQUE 66

Tiguino

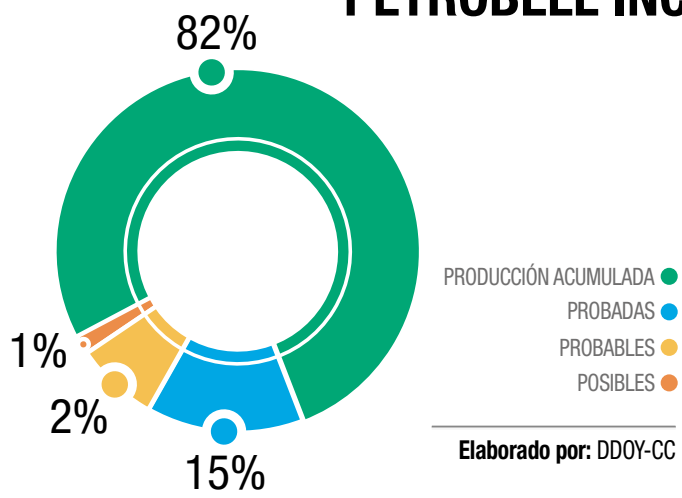


BLOQUE 66
Tiguino



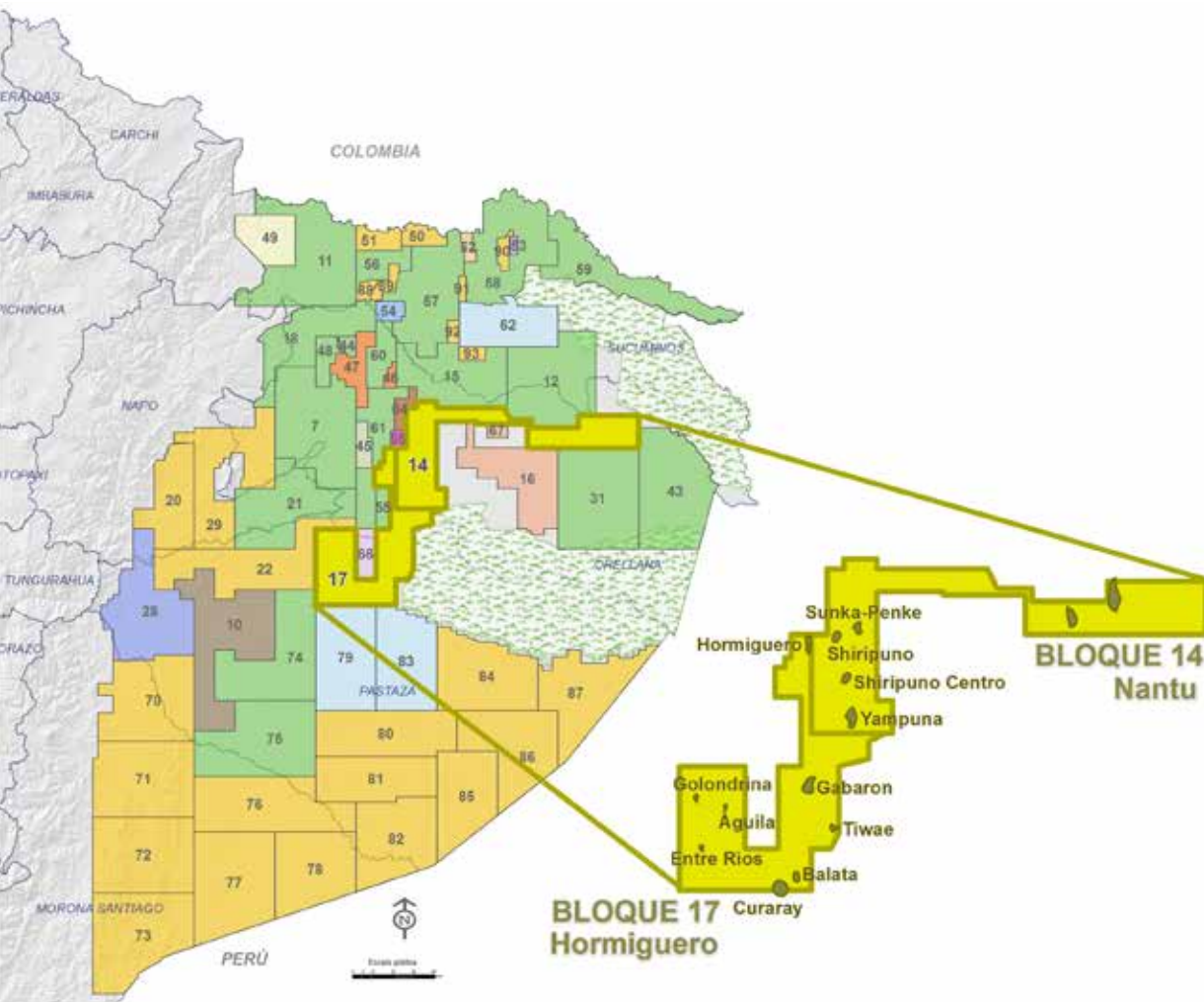
Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

PETROBELL INC.



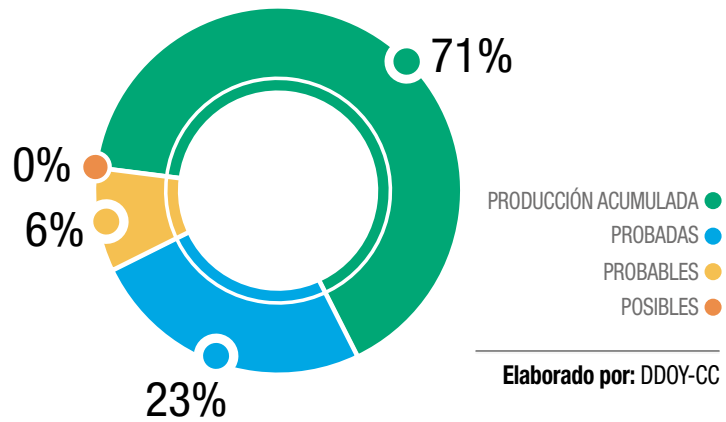


BLOQUE 14 y 17
Nantu y Hormiguero

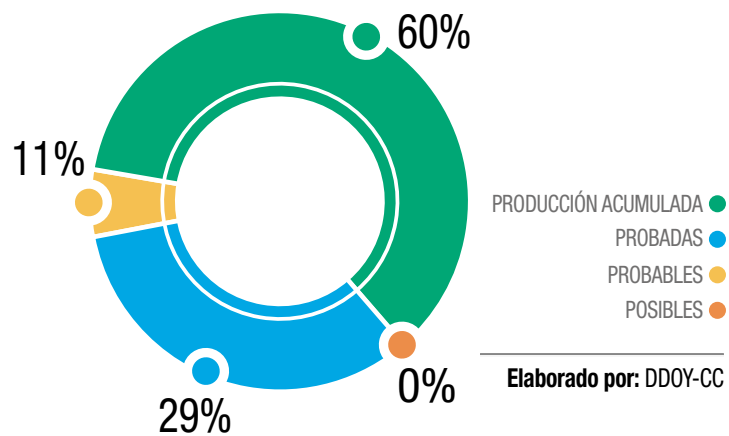


Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

PETROORIENTAL (B14)



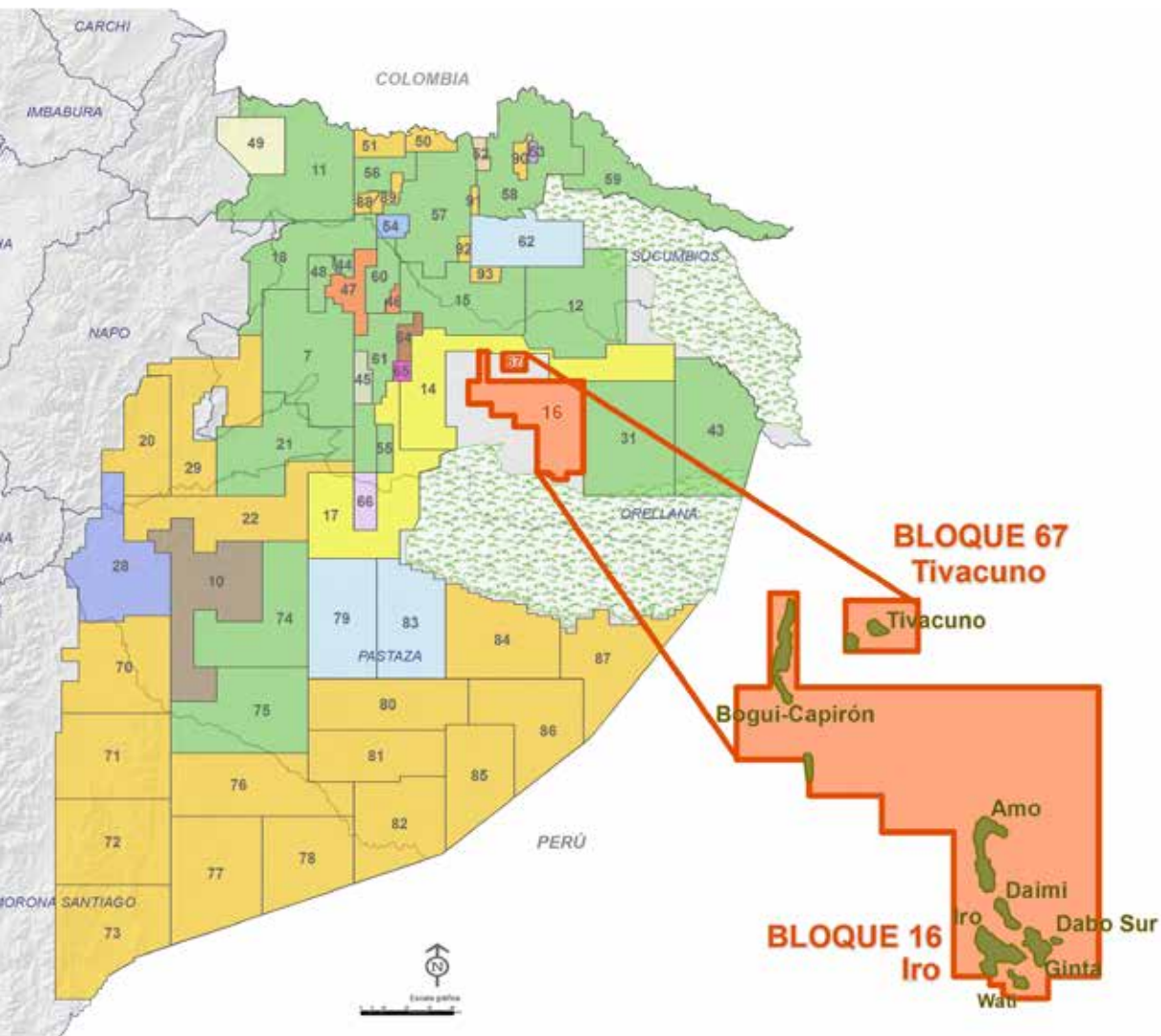
PETROORIENTAL (B17)





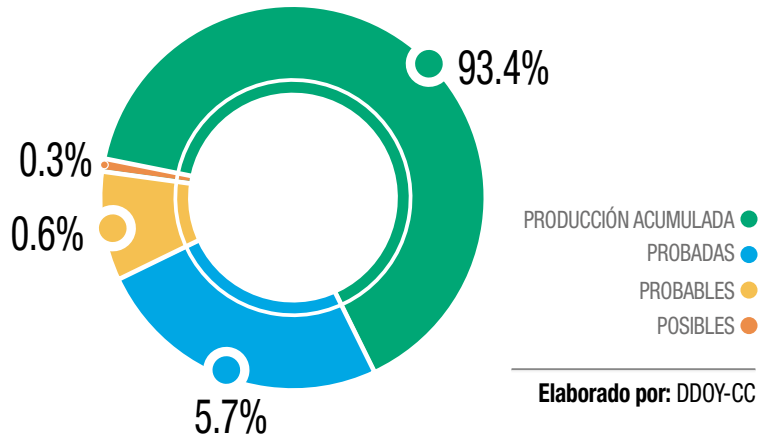
REPSOL

BLOQUES 16 y 67
Iro y Tivacuno

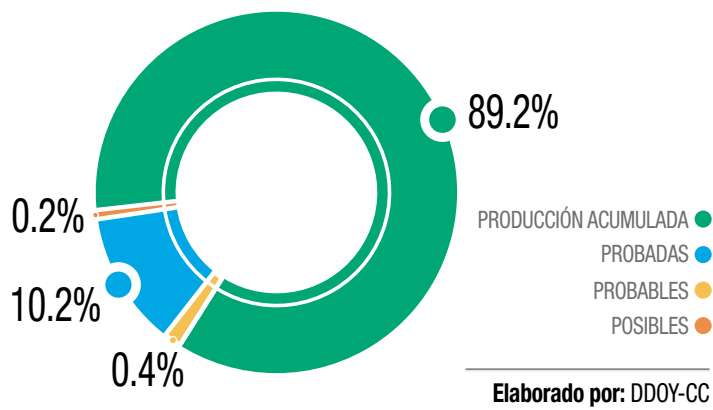


Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

REPSOL (B16)

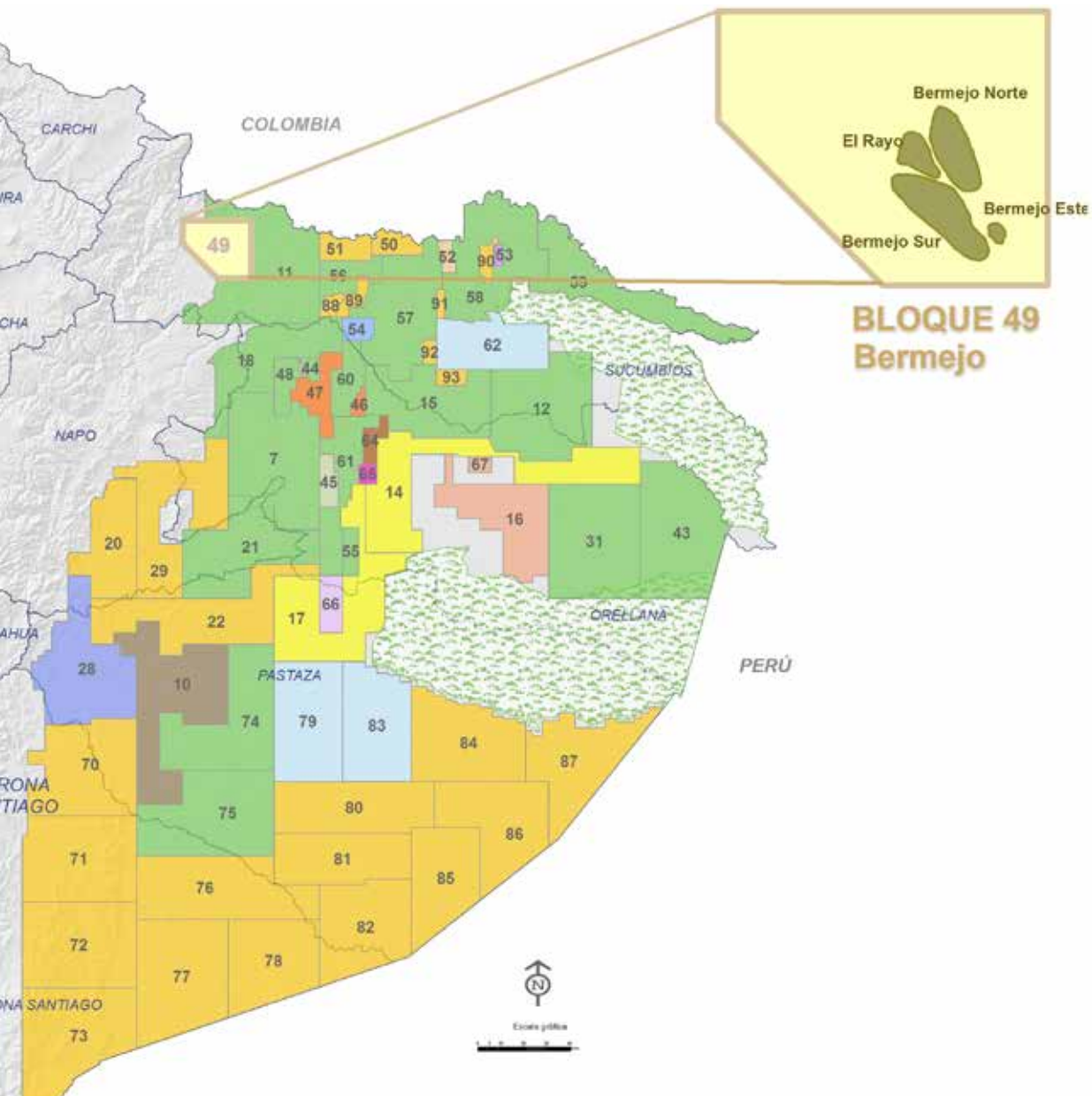


REPSOL (B67)



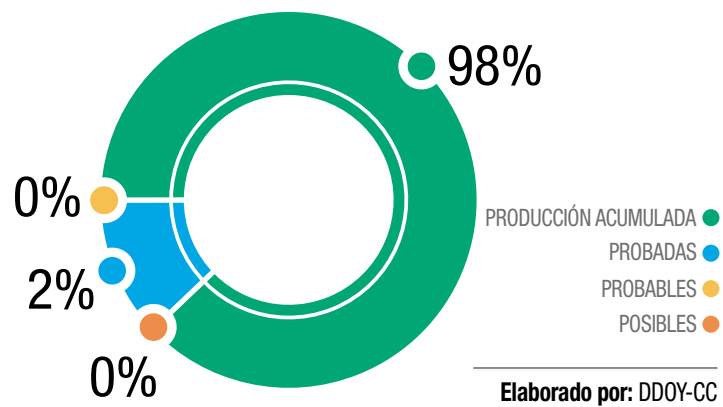


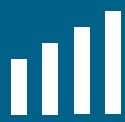
BLOQUES 49
Bermejo



Elaborado por: Secretaría de Hidrocarburos

TECPECUADOR





**RESUMEN DE CIFRAS ESTIMADAS
DE RESERVAS Y RECURSOS
HIDROCARBURÍFEROS DEL ECUADOR**

**CIFRAS ESTIMADAS DE RESERVAS DE GAS POR CATEGORÍA
EMPRESA PÚBLICA**

VOLUMEN EN MILLONES DE PIES CÚBICOS ESTANDAR Y EN BARRILES DE PETRÓLEO EQUIVALENTE

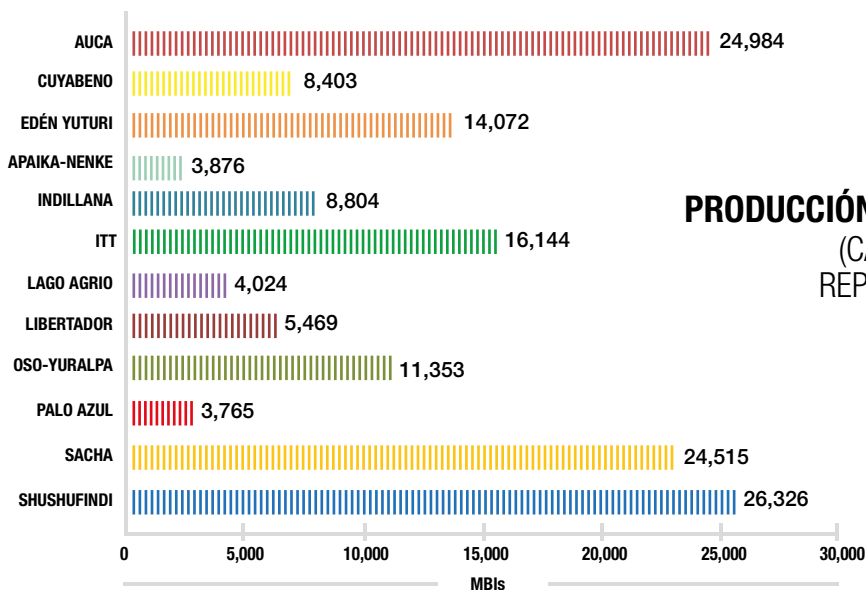
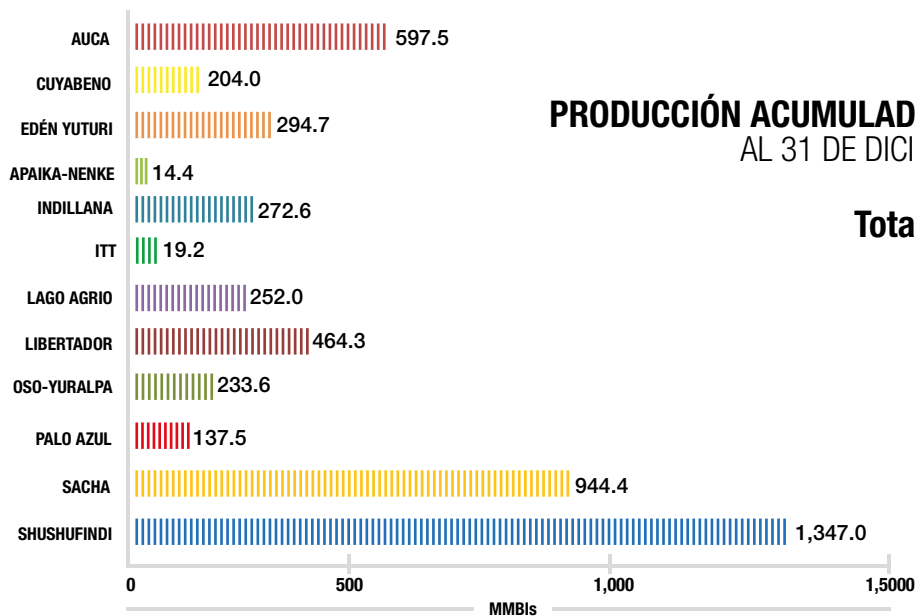
Tabla No. 3

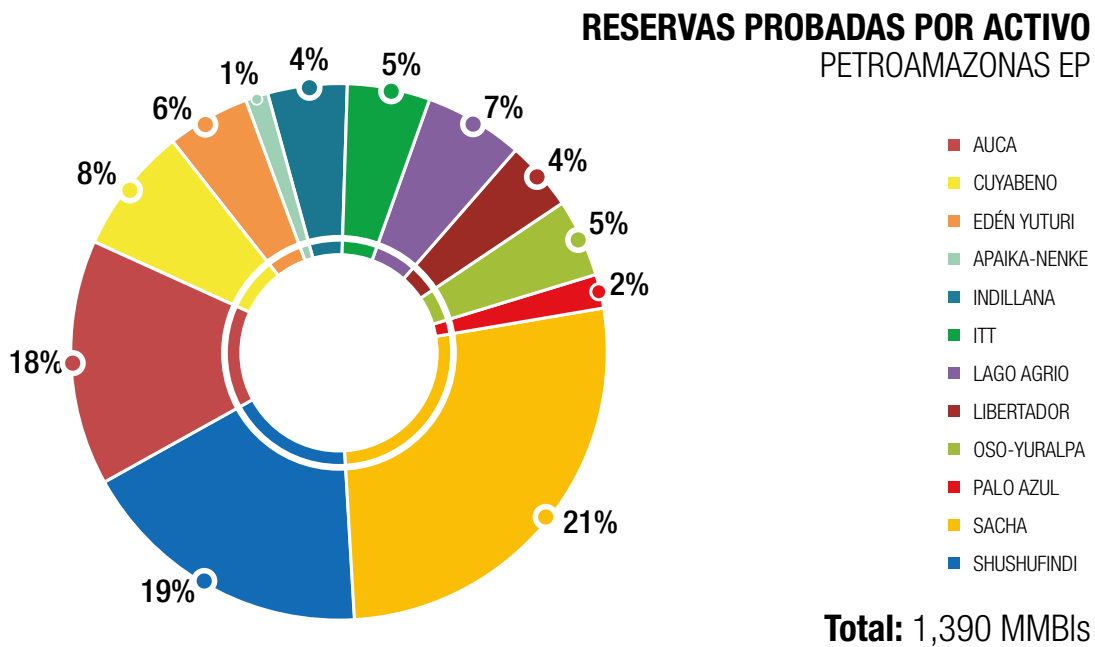
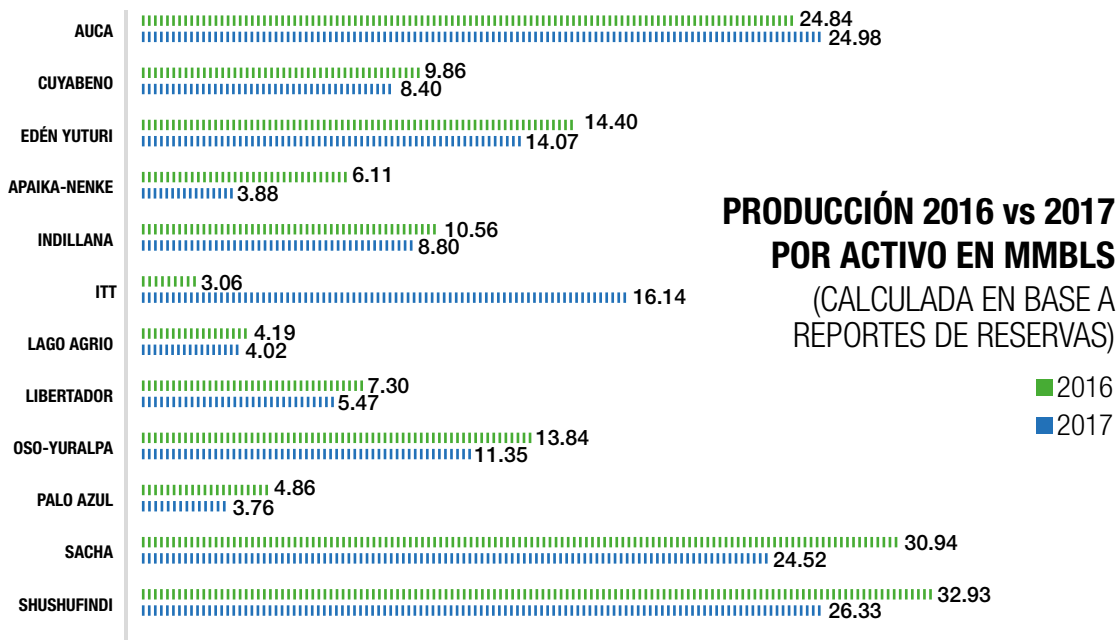
ACTIVO / CAMPO	YACIMIENTO	GAS ORIGINAL EN SITIO (GOES) MMSCF	PRODUCCION ACUMULADA AL 31-12-2017 MMSCF	FACTOR DE RECUBRO ACTUAL %	RESERVAS			TOTALES (3P) MMSCF	RECUPERACION FINAL ESTIMADA (EUR PROBADO) MMSCF	FACTOR DE RECUBRO FINAL %	CALIDAD DEL CONDENSADO ° API
					PROBADAS (P1) MMSCF	PROBABLES (P2) MMSCF	POSIBLES (P3) MMSCF				
Amistad	Subbaja	1,012,668	196,523	19.41	155,700	160,332	116,765	432,798	352,224	81.38	25.0
	Puna	35,486	0	0.00	10,015	13,661	0	23,676	10,015	42.30	
	Subtotal	1,048,154	196,523	18.75	165,715	173,994	116,765	456,474	362,238	34.56	25.0
TOTAL ACTIVO AMISTAD		1,048,154	196,523		165,715	173,994	116,765	456,474	362,238		25.0

EQUIVALENCIA:

ACTIVO / CAMPO	YACIMIENTO	GAS ORIGINAL EN SITIO (GOES) BOE	PRODUCCION ACUMULADA AL 31-12-2017 BOE	FACTOR DE RECUBRO ACTUAL %	RESERVAS			TOTALES (3P) BOE	RECUPERACION FINAL ESTIMADA (EUR PROBADO) BOE	FACTOR DE RECUBRO FINAL %	CALIDAD DEL CONDENSADO ° API
					PROBADAS (P1) BOE	PROBABLES (P2) BOE	POSIBLES (P3) BOE				
Amistad	Subbaja	168,777,995	32,753,863	19.41	25,950,040	26,722,070	19,460,857	72,132,967	58,703,923	81.38	25.0
	Puna	5,914,401	0	0.00	1,669,155	2,276,858	0	3,946,013	1,669,155	42.30	
	Subtotal	174,692,396	32,753,863	18.75	27,619,195	28,998,928	19,460,857	76,078,980	60,373,078	34.56	25.0
TOTAL ACTIVO AMISTAD		174,692,396	32,753,863		27,619,195	28,998,928	19,460,857	76,078,980	60,373,078		25.0

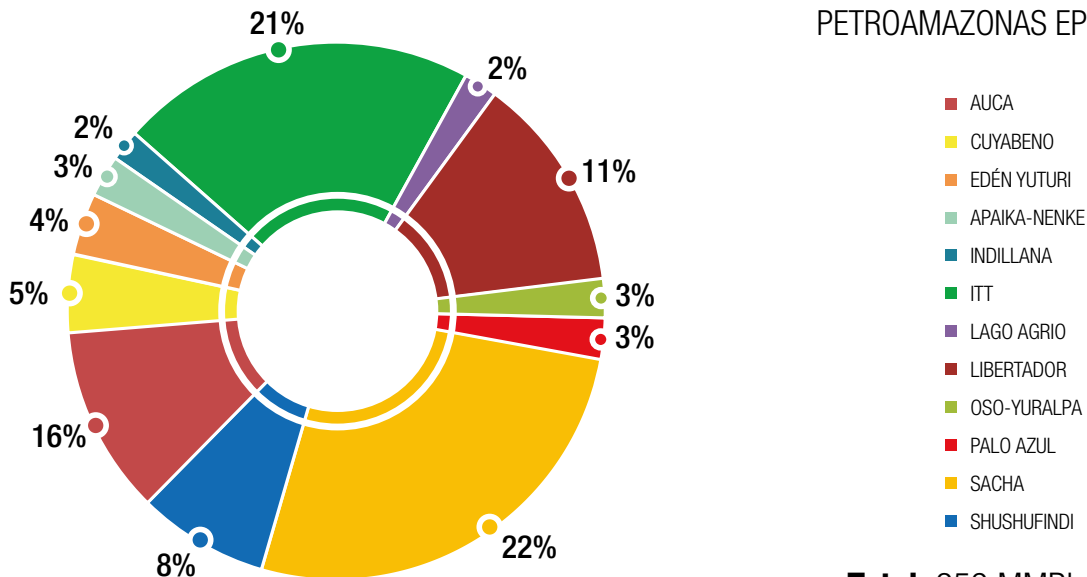
EUR = Producción acumulada • Reservas Probadas
1 BOE = 6,000 SCF [Fuente: Petrobras S.A.]





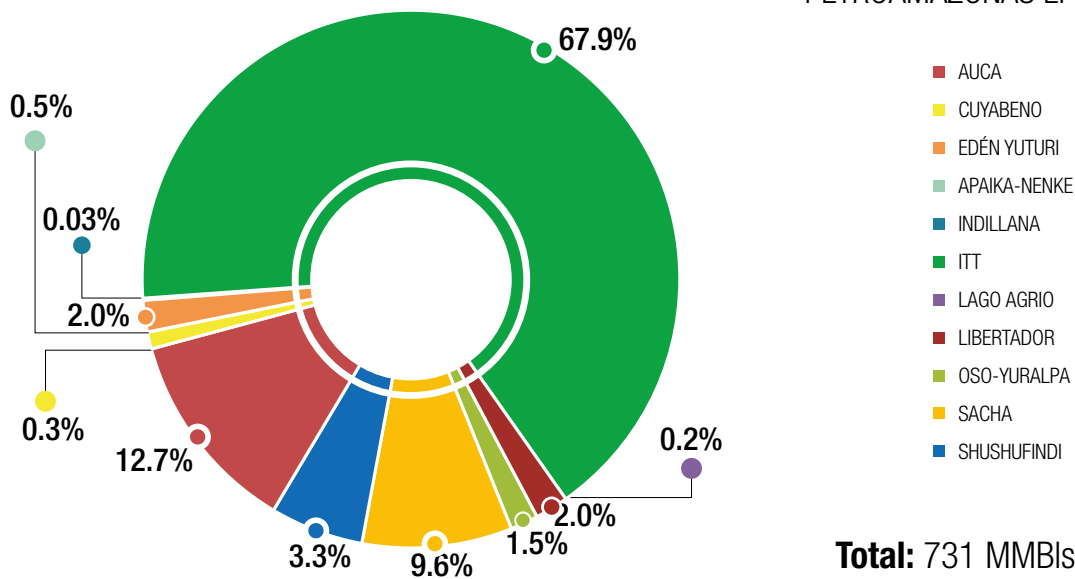


RESERVAS PROBABLES POR ACTIVO PETROAMAZONAS EP



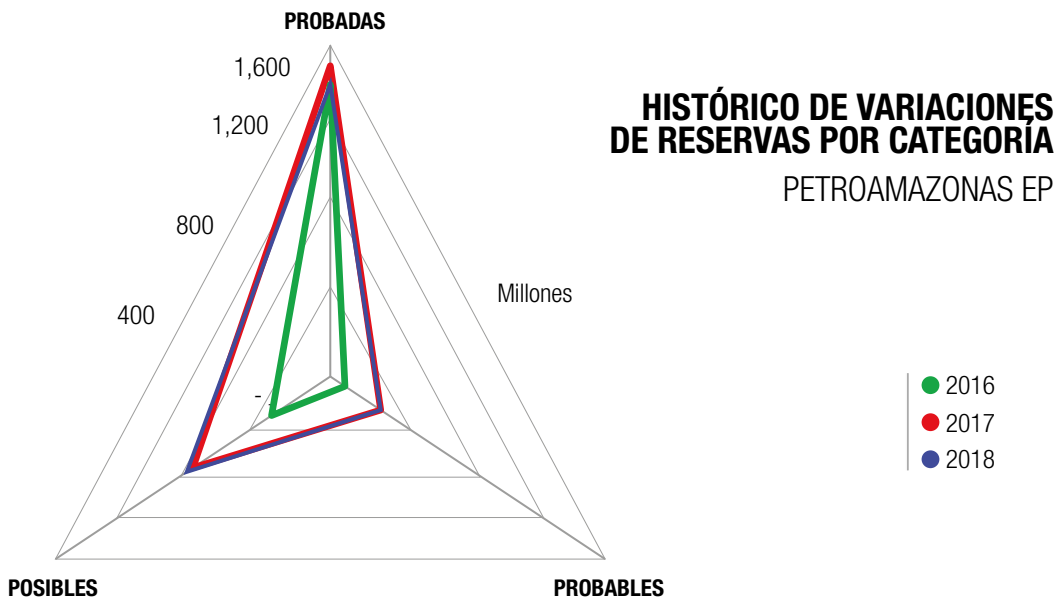
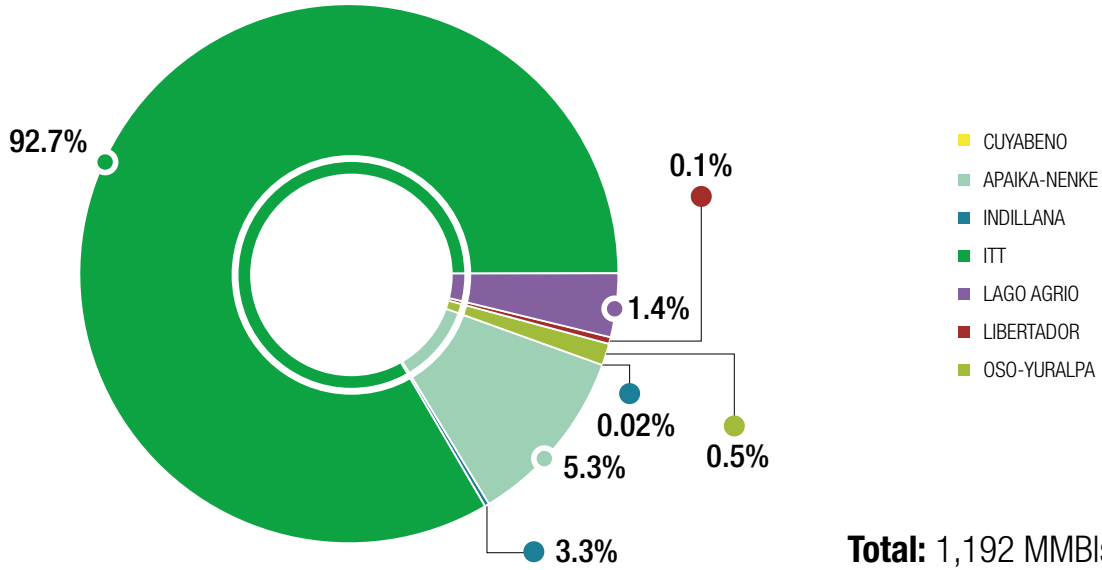
Total: 259 MMBIs

RESERVAS POSIBLES POR ACTIVO PETROAMAZONAS EP



Total: 731 MMBIs

RECURSOS CONTINGENTES POR ACTIVO PETROAMAZONAS EP



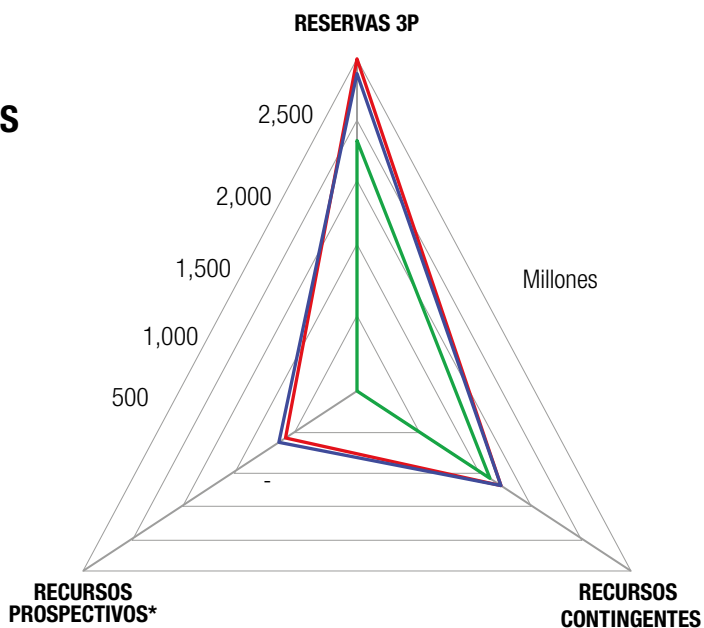
Nota: En el año 2016, no se consideró a Sacha dentro del Reporte de Petroamazonas EP



HISTÓRICO DE VARIACIONES DE VOLÚMENES DE HC POR CLASIFICACIÓN

PETROAMAZONAS EP

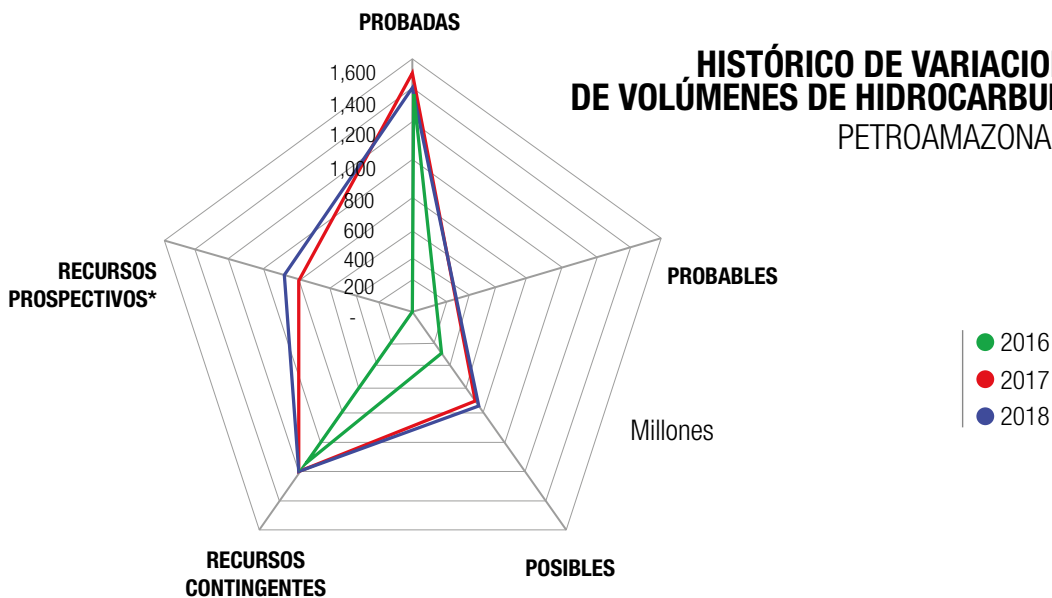
- 2016
- 2017
- 2018



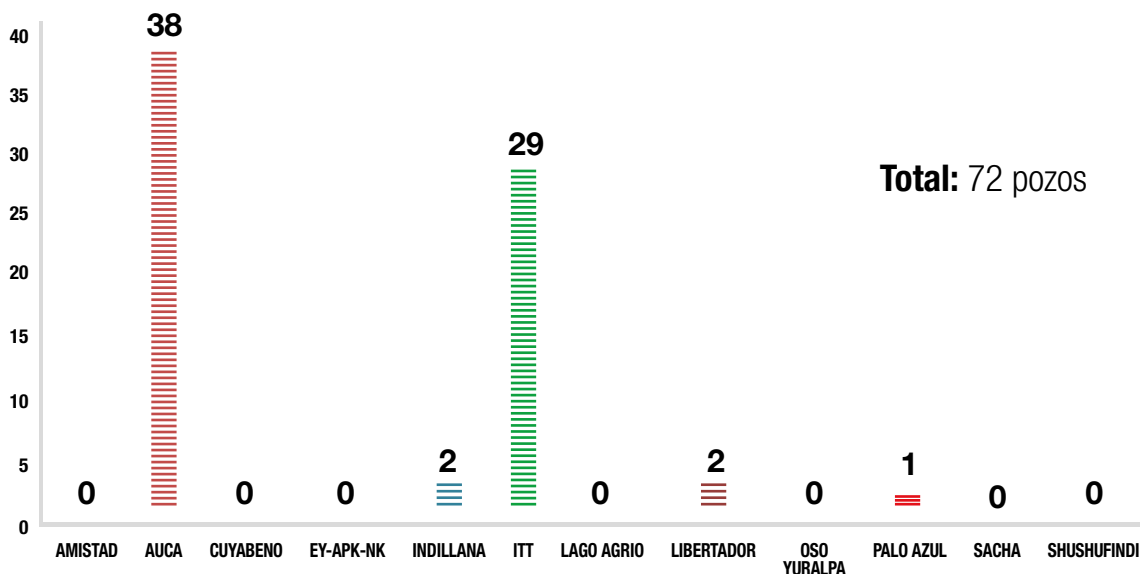
Nota: En el año 2016, no se reportaban cifras de Recursos Prospectivos (*) Con Riesgo

HISTÓRICO DE VARIACIONES DE VOLÚMENES DE HIDROCARBUROS

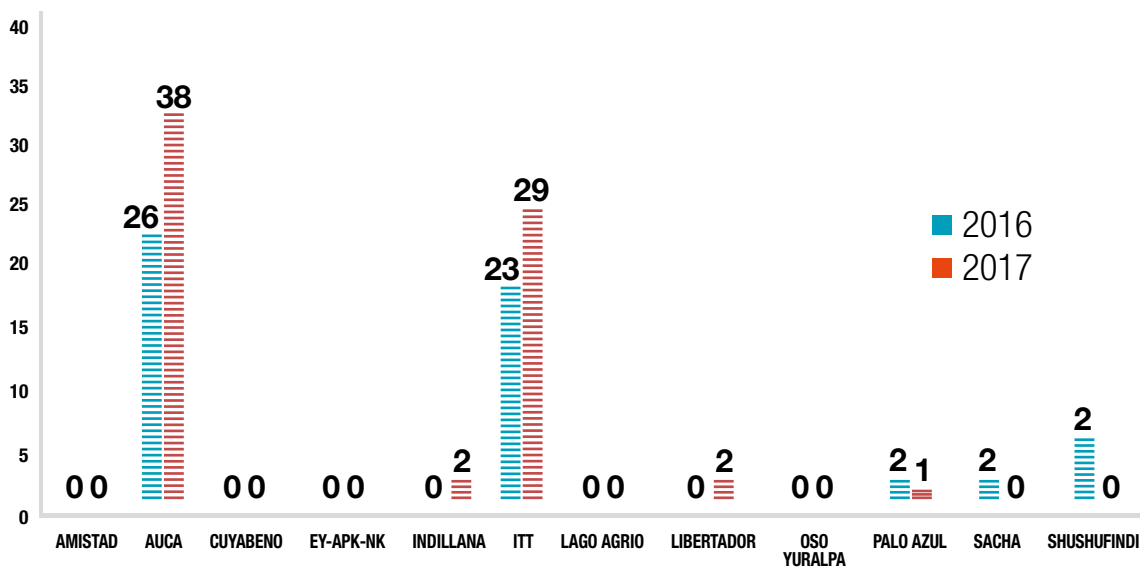
PETROAMAZONAS EP

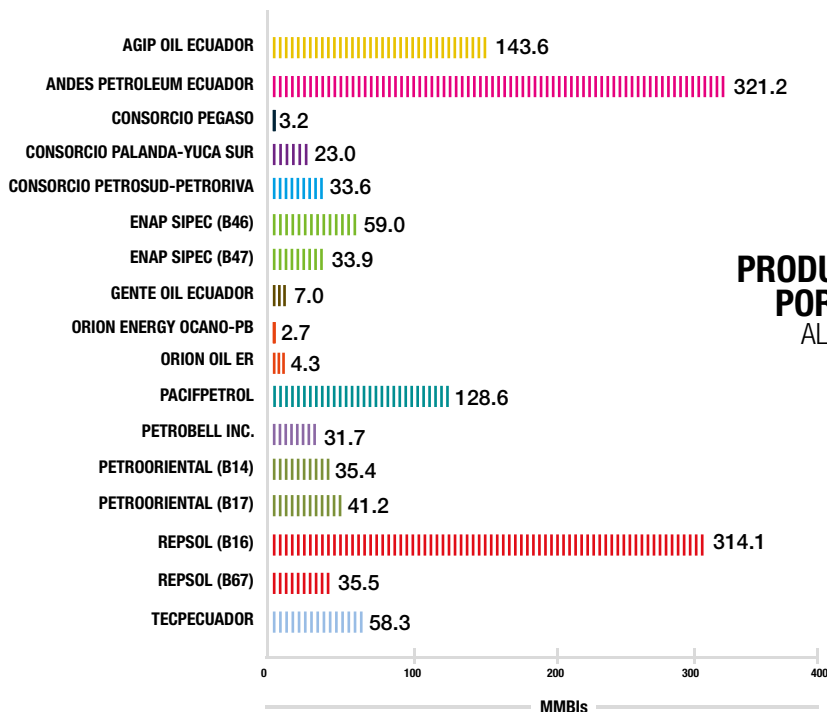


POZOS PERFORADOS POR ACTIVO DURANTE EL 2017



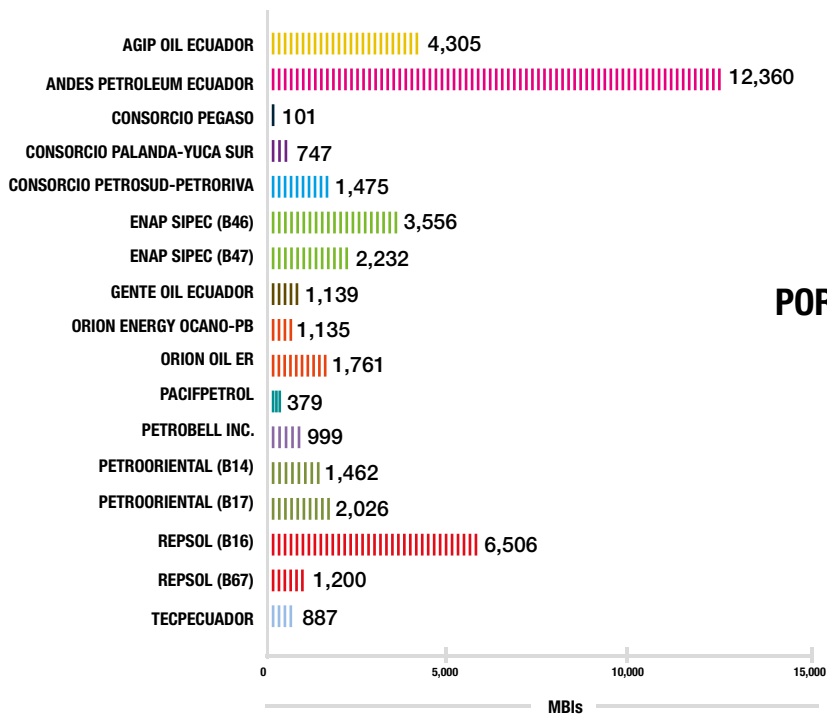
POZOS PERFORADOS POR ACTIVO 2016 VS 2017





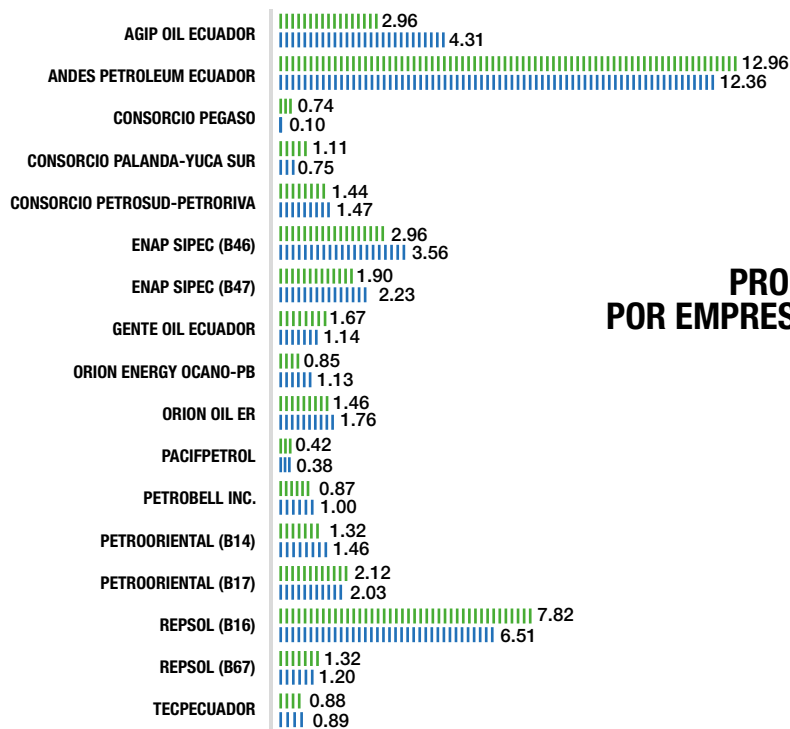
**PRODUCCIÓN ACUMULADA
POR EMPRESA PRIVADA**
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017

Total: 1,276 MMBIs



**PRODUCCIÓN 2017
POR EMPRESA PRIVADA**
(CALCULADA EN BASE
A REPORTES DE RESERVAS)

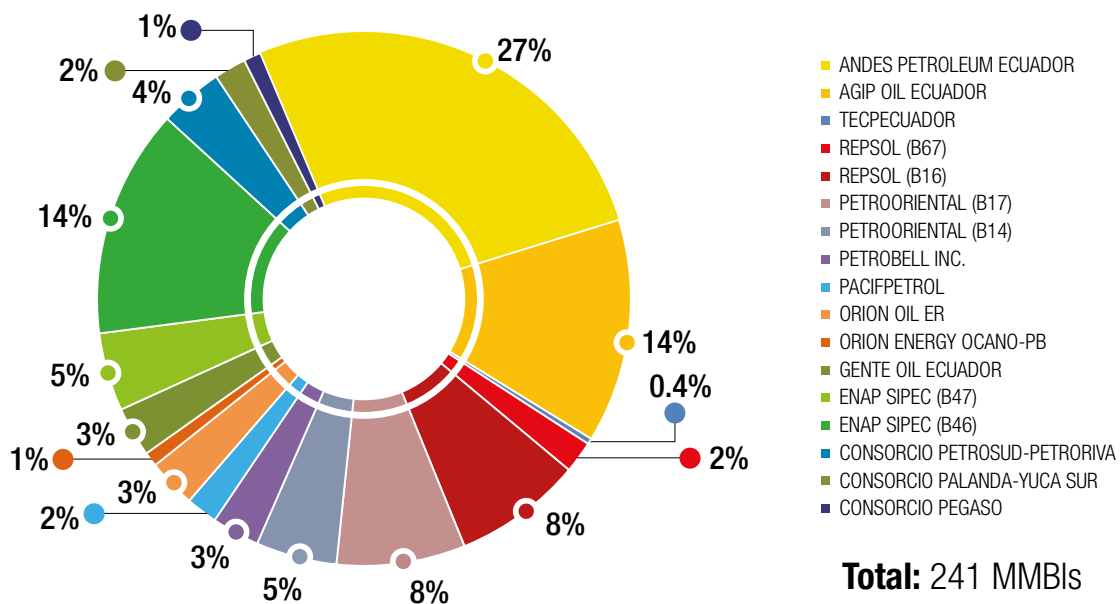
Total: 42 MMBIs



PRODUCCIÓN 2016 vs 2017 POR EMPRESA PRIVADA EN MMBLS (CALCULADA EN BASE A REPORTES DE RESERVAS)

■ 2016
■ 2017

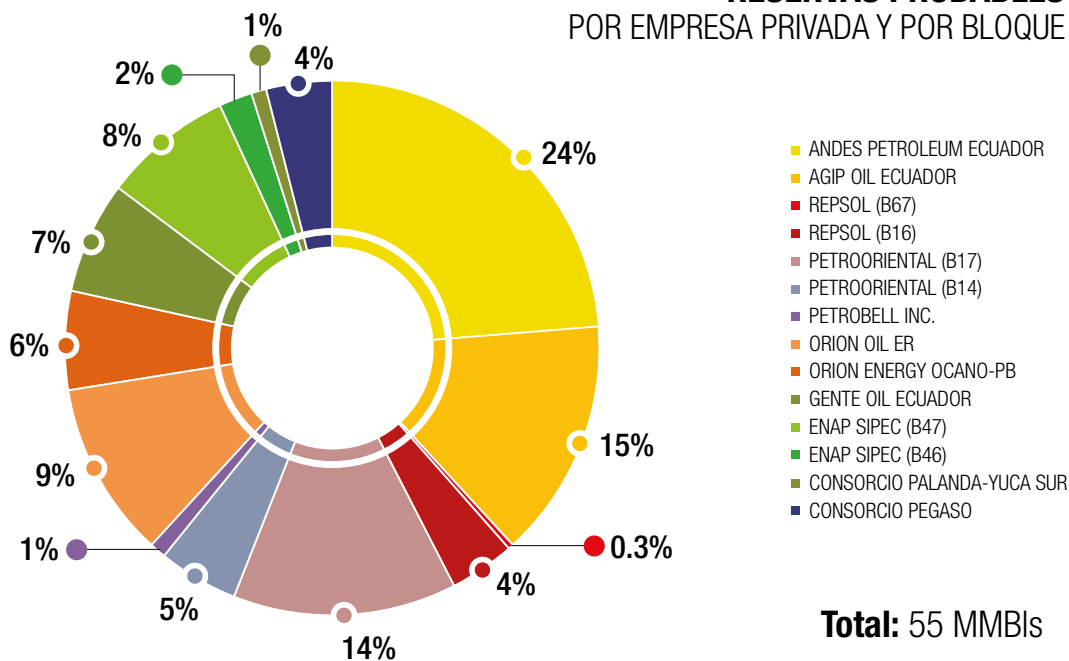
RESERVAS PROBADAS POR EMPRESA PRIVADA Y POR BLOQUE



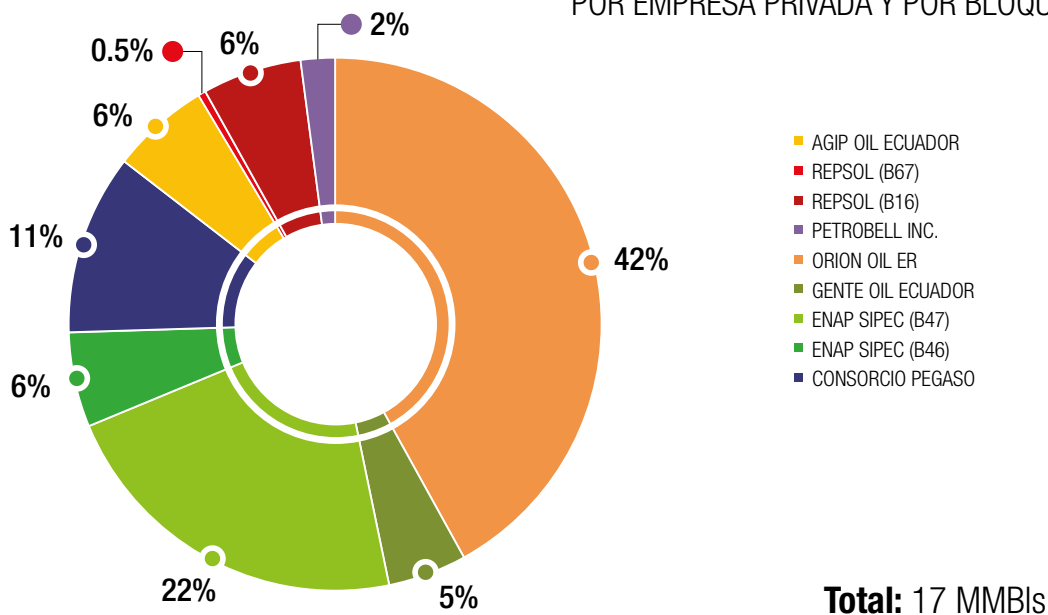
Total: 241 MMBIs



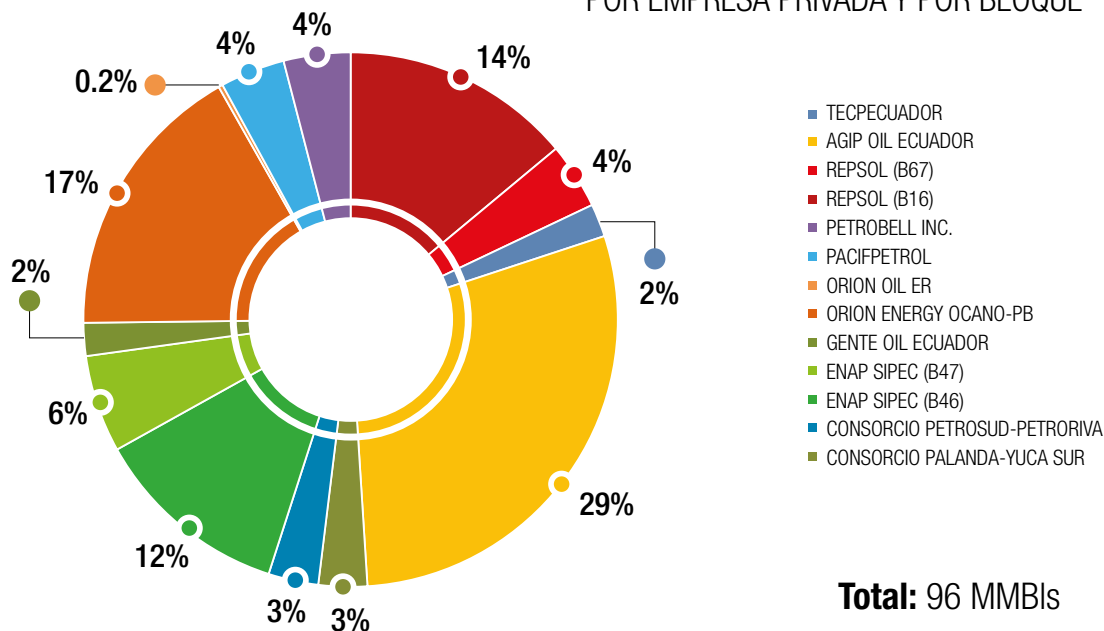
RESERVAS PROBABLES POR EMPRESA PRIVADA Y POR BLOQUE



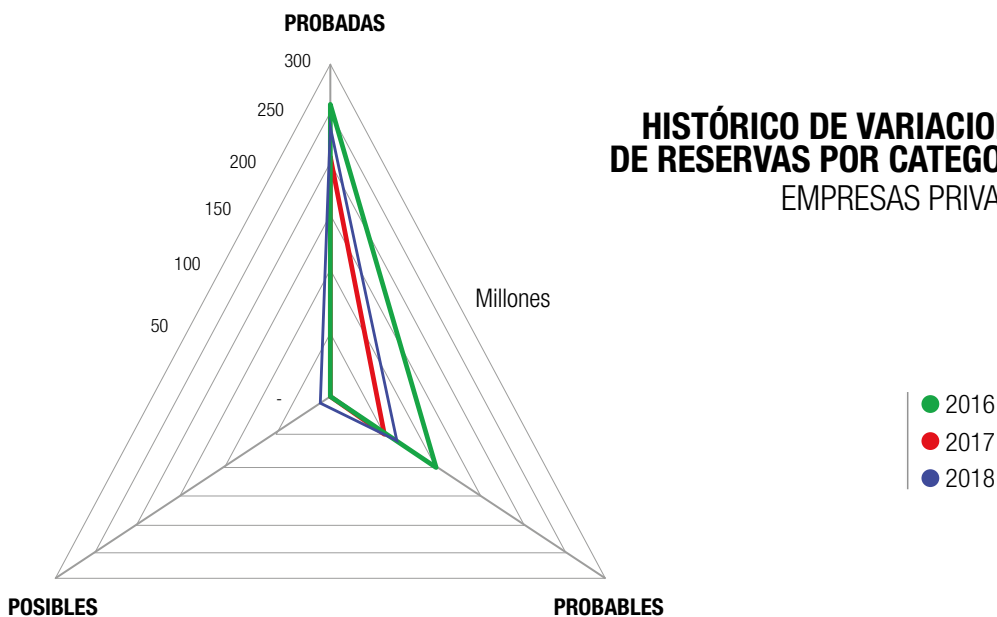
RESERVAS POSIBLES POR EMPRESA PRIVADA Y POR BLOQUE



RECURSOS CONTINGENTES POR EMPRESA PRIVADA Y POR BLOQUE



HISTÓRICO DE VARIACIONES DE RESERVAS POR CATEGORÍA EMPRESAS PRIVADAS

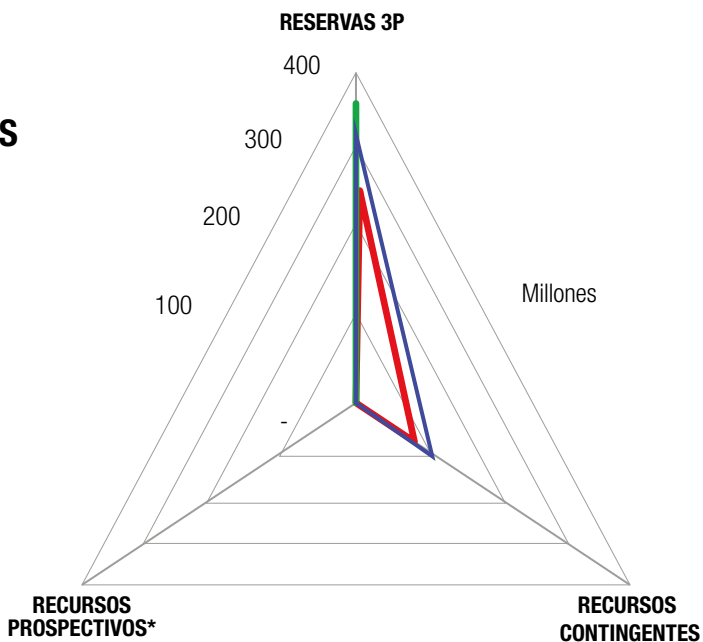


Nota: En el presente gráfico se discretizó los volúmenes de Sacha del año 2016, los que eran parte de lo reportado como Empresas Privadas.



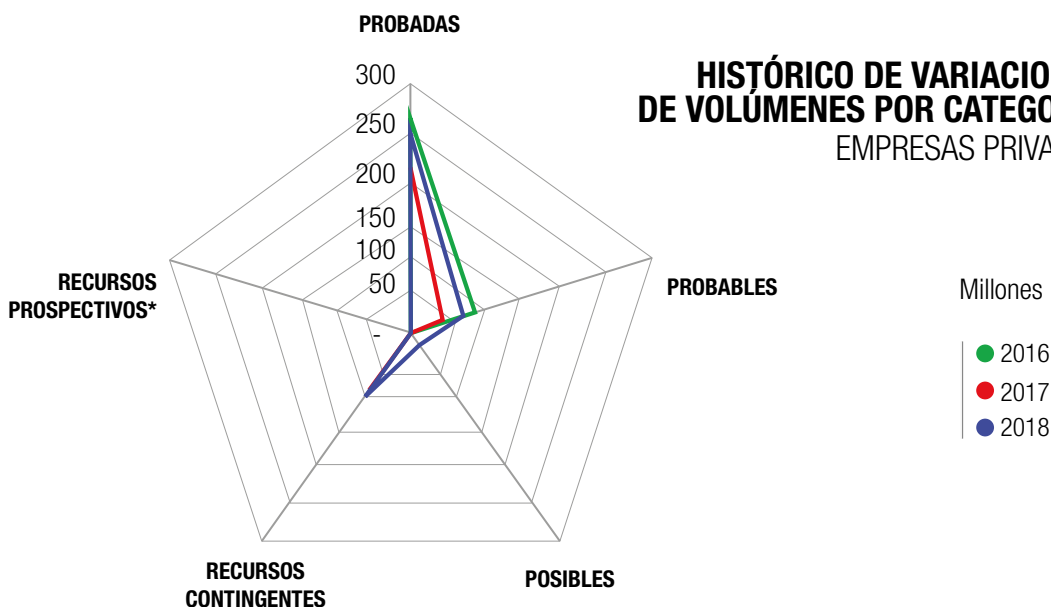
HISTÓRICO DE VARIACIONES DE VOLÚMENES DE HC POR CATEGORÍA EMPRESAS PRIVADAS

- 2016
- 2017
- 2018

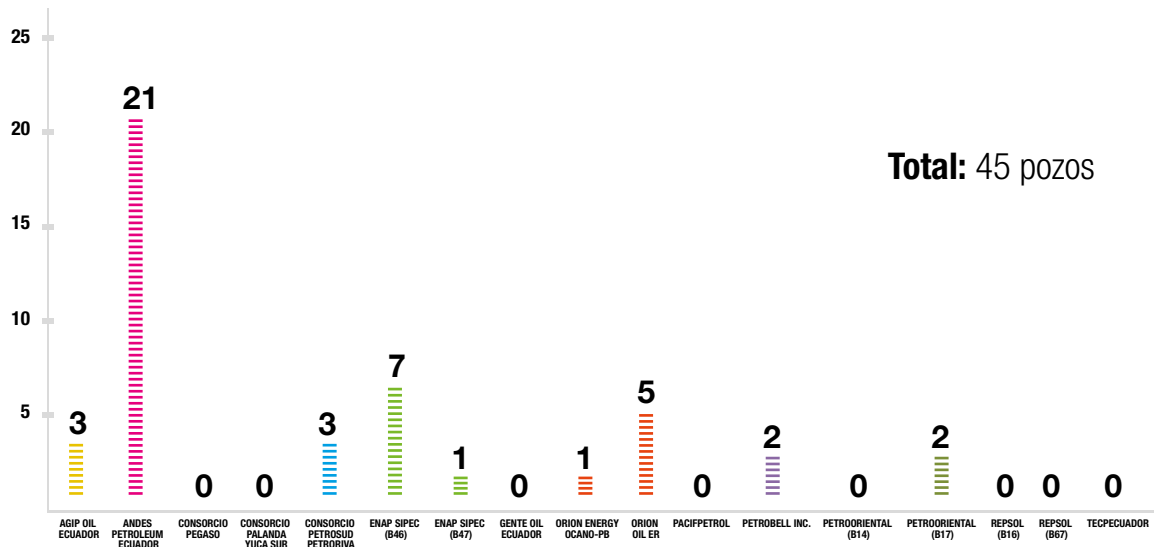


Nota: Para el año 2016, las Empresas Privadas únicamente reportaban cifras de Reservas (*) Con Riesgo.

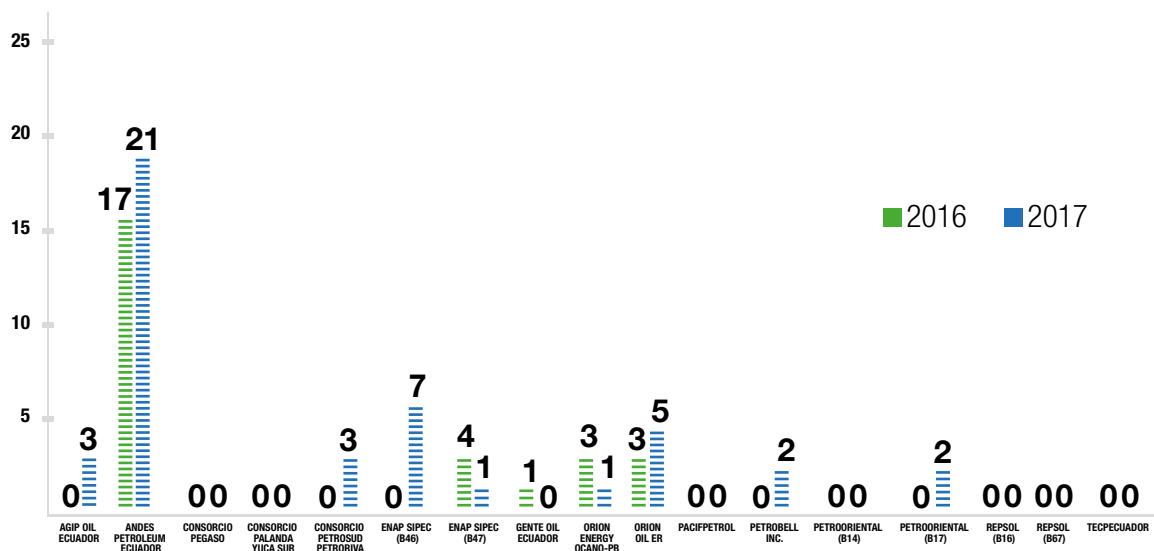
HISTÓRICO DE VARIACIONES DE VOLÚMENES POR CATEGORÍA EMPRESAS PRIVADAS



POZOS PERFORADOS POR LAS EMPRESAS PRIVADAS DURANTE EL 2017



POZOS PERFORADOS POR EMPRESA PRIVADA 2016 VS 2017





RESUMEN PAÍS 2018
CIFRAS ESTIMADAS DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR CATEGORÍA
VOLUMEN CLASIFICADO POR REGIÓN

Tabla No. 12

REGIÓN	EMPRESA	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES) Bls	PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-12-2017 Bls	FACTOR DE RECUBRIMIENTO ACTUAL %	PROBADAS (P1)		PROBABLES (P2)		RESERVAS POSIBLES (P3)		TOTALES (3P)		RECUPERACIÓN FINAL ESTIMADA (EUR PROBADO) Bls	FACTOR DE RECUBRIMIENTO FINAL %	CALIDAD DEL PETRÓLEO °API
					Bls	%	Bls	%	Bls	%	Bls	%			
AMAZÓNICA	Petroamazonas EP	53,851,355,891	4,779,369,492	14.1	1,389,474,010,85.4	258,732,347,82.4	731,535,659,97.7	2,379,742,026,88.5	6,168,843,502	18.2	26.1				
	Agip Oil Ecuador (Bloque 10)	731,615,203	143,631,414	19.6	32,731,898,2.0	8,362,732,2.7	1,025,990,0.1	42,120,619,1.6	176,963,311	24.1	19.6				
	Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Bloque 62)	882,834,956	321,205,204	36.4	68,199,090,4.1	13,074,000,4.2	0,0,0.0	79,273,000,2.9	387,484,204	43.9	21.7				
	Consorcio Pegasus (Bloque 45)	96,246,058	3,219,268	3.3	1,732,221,0.1	2,162,250,0.7	1,985,760,0.3	5,900,251,0.2	4,371,487	5.1	15.7				
	Conis. Petrolero Palanda-Yuca Sur (Bloque 64)	158,015,274	22,986,441	14.6	4,187,222,0.3	483,802,0.2	0,0,0.0	4,671,024,0.2	27,185,663	17.2	23.0				
	Consorcio Petrosud-Petronova (Bloque 65)	156,064,717	33,634,268	21.5	10,103,861,0.6	0,0,0.0	0,0,0.0	10,103,861,0.4	43,728,149	28.0	21.2				
	ENAP SIPEC (Bloque 46)	495,906,313	59,015,078	14.5	32,733,922,2.0	691,000,0.3	985,000,0.1	34,609,922,1.3	91,749,000	22.6	21.8				
	ENAP SIPEC (Bloque 47)	329,735,868	33,878,702	10.3	11,053,107,0.7	4,523,000,1.4	3,911,000,0.5	19,487,107,0.7	44,931,808	13.6	25.7				
	Gentle Oil Ecuador Pte. Ltd. (Bloque 53)	48,532,533	8,997,769	14.4	7,519,816,0.5	3,759,780,1.2	902,500,0.1	12,182,096,0.5	14,517,605	29.9	27.8				
	Onco Energy Ocano PB S.A. (Bloque 52)	110,111,461	2,707,983	2.5	2,603,753,0.2	3,337,301,1.1	0,0,0.0	6,141,054,0.2	5,511,746	5.0	25.0				
	Onco Oil ER S.A. (Bloque 54)	86,473,002	4,293,600	6.5	7,305,970,0.4	5,166,350,1.6	7,300,000,1.0	19,774,320,0.7	11,599,600	17.5	28.3				
	Petrolleil Inc. Grantmining S.A. (Bloque 66)	212,626,955	31,744,099	14.9	6,057,896,0.4	771,878,0.2	368,382,0.1	7,136,094,0.3	37,802,595	17.8	23.0				
	PetroOriental S.A. (Bloque 14)	193,486,437	35,395,907	18.3	11,744,168,0.7	2,876,046,0.9	0,0,0.0	14,620,214,0.5	47,140,075	24.4	18.9				
	PetroOriental S.A. (Bloque 17)	227,026,864	41,241,265	18.2	19,505,221,1.2	7,502,488,2.4	0,0,0.0	27,007,709,1.0	60,746,516	26.8	18.3				
	REPESOL Ecuador S.A. (Bloque 16)	1,692,631,101	314,059,369	18.6	19,005,253,1.2	2,025,700,0.6	1,064,369,0.1	22,095,323,0.8	333,064,642	19.7	15.5				
	REPESOL Ecuador S.A. (Bloque 67)	119,200,199	35,483,123	29.8	4,088,786,0.2	183,040,0.1	81,200,0.0	4,311,026,0.2	39,529,909	33.2	18.3				
	Tecpetrador S.A. (Bloque 48)	208,475,710	58,306,349	22.8	1,009,736,0.1	0,0,0.0	0,0,0.0	1,009,736,0.0	59,318,084	22.9	33.1				
	TOTAL REGIÓN AMAZÓNICA		39,542,322,560	5,927,154,057		1,627,253,779,98.7	313,833,712,100	749,089,889,100	2,690,177,380,99.8	7,554,407,635		24.9			
	LITORAL	Petroamazonas EP (Bloque 1)	47,270,832	1,783,272	3.8	1,212,290,24.0	0,0,0.0	0,0,0.0	1,212,290,24.0	2,995,562	6.3	36.3			
		Pacificopol (Bloque 2)	1,463,745,040	128,682,613	8.8	3,641,583,70.0	0,0,0.0	0,0,0.0	3,641,583,70.0	132,424,196	9.0	36.7			
TOTAL REGIÓN LITORAL		1,511,015,972	130,365,885		5,053,873,0.3	0,0,0.0	0,0,0.0	5,053,873,0.2	135,419,768		36.7				
TOTAL PAÍS		41,053,338,531	6,057,519,942		1,632,307,652	313,833,712	749,089,889	2,695,231,253	7,689,827,593		25.2				

EUR PROBADO = Producción acumulada + Reservas Probadas

RESUMEN PAÍS 2018
CIFRAS ESTIMADAS DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR CATEGORÍA
VOLUMEN CLASIFICADO POR ESTADO

ESTADO	EMPRESA	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)		PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-12-2017		FACTOR DE RECUBRIMIENTO ACTUAL		PROBADAS (P1)		RESERVAS PROBABLES (P2)		RESERVAS POSIBLES (P3)		TOTALES (3P)		RECUPERACIÓN FINAL ESTIMADA (EUR PROBADO)		FACTOR DE RECUBRIMIENTO FINAL		CALIDAD DEL PETRÓLEO (API)
		Bis	%	Bis	%	Bis	%	Bis	%	Bis	%	Bis	%	Bis	%	Bis	%	Bis	%	
PRODUCCIÓN	Petroamazonas EP	33.957.441,662	14,2	4.772.023,641	13,85	3.385.435.608	85,2	1.385.435.608	85,2	296.569.988	82,3	751.535.669	97,7	2.373.541.245	88,3	6.157.456.250	18,3	26,1		
	Ajpp Oil Ecuador (Bloque 10)	731.615.203	19,6	143.631.414	37,8	32.731.898	2,0	8.362.732	2,7	1.025.900	0,1	42.120.619	1,6	176.383.311	24,1	176.383.311	24,1	19,6		
	Anadarko Petroleum Ecuador Ltd. (Bloque 62)	846.597.636	37,8	320.751.853	3,3	86.040.000	4,1	13.034.000	4,2	0	0,0	79.064.000	2,9	386.791.853	46,5	386.791.853	46,5	21,7		
	Consortorio Pegasus (Bloque 45)	86.248.056	3,3	3.219.266	0,0	1.752.221	0,1	2.162.250	0,7	1.985.780	0,3	0	0,0	4.971.487	5,1	4.971.487	5,1	15,7		
	Cons. Petrolero Palanda-Yuca Sur (Bloque 64)	147.283.430	15,2	22.326.620	15,2	4.187.222	0,3	483.802	0,2	0	0,0	4.671.024	0,2	26.514.042	18,0	26.514.042	18,0	22,9		
	Consortio Petrosud-Petrolera (Bloque 65)	156.064.717	21,5	33.624.288	21,5	10.103.861	0,6	0	0,0	0	0,0	10.103.861	0,4	43.728.149	28,0	43.728.149	28,0	21,2		
	ENAP SIFEC (Bloque 46)	405.908.313	14,5	59.015.079	10,3	32.733.922	2,0	691.000	0,3	3.911.000	0,5	34.809.922	1,3	91.740.000	22,6	91.740.000	22,6	21,8		
	ENAP SIFEC (Bloque 47)	320.735.668	14,4	33.875.702	14,4	11.053.107	0,7	4.523.000	1,5	3.911.000	0,5	19.487.107	0,7	44.931.806	13,6	44.931.806	13,6	25,7		
	Genifa Oil Ecuador Pte. Ltd. (Bloque 53)	48.532.533	2,4	6.897.786	2,4	7.519.816	0,5	3.759.780	1,2	902.500	0,1	12.165.096	0,5	14.517.605	28,9	14.517.605	28,9	27,6		
	Orion Energy Oceano PB S.A. (Bloque 52)	108.690.609	4,8	2.565.065	2,4	2.733.525	0,2	3.297.301	1,1	0	0,0	6.030.826	0,2	5.301.619	4,9	5.301.619	4,9	24,8		
	Orion Oil E.R.S.A. (Bloque 54)	66.473.002	2,4	4.295.630	6,5	7.305.970	0,4	5.189.350	1,7	7.300.000	1,0	19.774.320	0,7	11.599.000	17,5	11.599.000	17,5	28,3		
	Pacificpetrol (Bloque 2)	1.463.745.040	8,8	128.562.613	8,8	3.841.563	0,2	0	0,0	0	0,0	3.841.563	0,1	132.424.196	9,0	132.424.196	9,0	38,7		
	Petrobell Inc. Grantmining S.A. (Bloque 66)	210.408.324	15,0	31.637.600	15,0	5.871.552	0,4	771.878	0,2	308.382	0,0	6.951.810	0,3	37.506.152	17,8	37.506.152	17,8	23,0		
	PetroOriental S.A. (Bloque 14)	190.901.437	18,5	35.240.408	18,5	11.744.168	0,7	2.876.048	0,9	0	0,0	14.620.214	0,5	46.984.576	24,8	46.984.576	24,8	18,9		
	PetroOriental S.A. (Bloque 17)	227.028.864	18,2	41.241.296	18,2	19.505.221	1,2	7.502.488	2,4	0	0,0	27.007.709	1,0	60.746.516	26,8	60.746.516	26,8	18,3		
	PEPSOL Ecuador S.A. (Bloque 16)	1.692.631.101	10,6	314.059.388	10,6	19.005.253	1,2	2.025.700	0,7	1.054.309	0,1	22.065.323	0,8	333.064.642	19,7	333.064.642	19,7	15,5		
	PEPSOL Ecuador S.A. (Bloque 67)	119.200.190	29,8	35.463.123	29,8	4.066.766	0,3	163.040	0,1	81.200	0,0	4.311.025	0,2	39.520.000	33,2	39.520.000	33,2	18,3		
	Trespecuador S.A. (Bloque 49)	258.475.710	22,6	58.308.349	22,6	1.009.735	0,1	0	0,0	0	0,0	1.009.735	0,0	59.318.084	22,9	59.318.084	22,9	33,1		
	TOTAL CAMPOS EN PRODUCCIÓN		40.762.185.024		6.046.863.353		1.626.641.448	99,7	311.581.333	99,3	749.086.889	100	0	0	2.667.312.670	96,7	7.673.504.891		25,2	
	NO PRODUCCIÓN	Petroamazonas EP	241.185.141	3,8	9.129.122	3,8	5.250.692	92,7	2.162.379	96,0	0	0,0	0	0,0	7.413.071	93,6	14.379.814	6,0	22,6	
		Anadarko Petroleum Ecuador Ltd. (Bloque 62)	33.237.360	1,4	453.351	1,4	159.000	2,8	50.000	2,2	0	0,0	0	0,0	209.000	2,6	612.351	1,8	23,8	
Cons. Petrolero Palanda-Yuca Sur (Bloque 64)		10.731.843	0,3	671.620	0,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	671.620	6,3	671.620	6,3	25,6		
Orion Energy Oceano PB S.A. (Bloque 52)		1.214.652	11,5	139.899	11,5	70.228	1,2	40.000	1,8	0	0,0	0	0,0	110.228	1,4	210.127	17,3	28,0		
Petrobell Inc. Grantmining S.A. (Bloque 66)		2.218.631	4,8	107.099	4,8	186.284	3,3	0	0,0	0	0,0	0	0,0	186.284	2,4	283.383	13,2	17,0		
PetroOriental S.A. (Bloque 14)	2.555.030	6,1	155.499	6,1	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	155.499	6,1	19,5			
TOTAL CAMPOS EN NO PRODUCCIÓN		291.152.627		10.859.589		5.696.204	0,3	2.252.379	0,7	0	0,0	0	0	7.916.583	0,3	16.322.793		22,8		
TOTAL PAÍS		41.053.338.551		6.057.519.942		1.632.307.652		313.833.712		749.086.889		2.695.231.253		7.669.827.593		7.669.827.593		25,2		

EUR PROBADO = Producción acumulada + Reservas Probadas



**RESUMEN CONSOLIDADO DEL PAIS
CIFRAS ESTIMADAS DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR CATEGORIA
AÑO 2018**

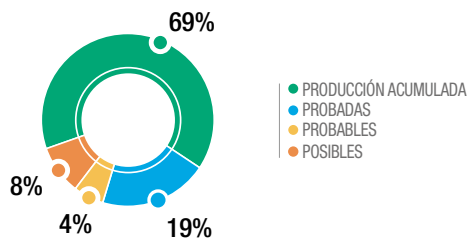
Tabla No. 14

ESTADO	EMPRESA(S)	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)		PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-12-2017		RESERVAS						RECUPERACION FINAL ESTIMADA (EUR PROBADO)		CALIDAD DEL PETRÓLEO *API
		Bls	%	Bls	%	PROBADAS (P1)	PROBABLES (P2)	POSIBLES (P3)	TOTALES (3P)	Bls	%	Bls	%	
PRODUCCIÓN	Pública	33,657,441,682	4,772,023,641	78.9	1,385,435,608	85.2	256,569,968	82.3	731,535,669	97.7	2,373,541,245	88.3	6,157,459,250	26.1
	Privadas	7,104,744,242	1,274,839,711	21.1	241,205,840	14.8	55,011,365	17.7	17,554,221	2.3	313,771,425	11.7	1,516,045,551	22.1
SUBTOTAL EN PRODUCCIÓN		40,762,185,924	6,046,863,353	99.8	1,626,641,448	99.7	311,581,333	99.3	749,089,889	100	2,687,312,670	99.7	7,673,504,801	25.2
NO PRODUCCIÓN	Pública	241,185,141	9,129,122	95.7	5,250,692	92.7	2,162,379	96.0	0	0.0	7,413,071	93.6	14,379,814	22.6
	Privadas	49,967,486	1,527,467	14.3	415,512	7.3	90,000	4.0	0	0.0	505,512	6.4	1,942,979	24.1
SUBTOTAL EN NO PRODUCCIÓN		291,152,627	10,656,599	0.2	5,666,204	0.3	2,252,379	0.7	0	0.0	7,918,583	0.3	16,322,793	22.8
TOTAL PAIS		41,053,338,551	6,057,519,942		1,632,307,652		313,833,712		749,089,889		2,695,231,253		7,689,827,593	25.2
SUBTOTAL EMPRESA PÚBLICA	Pública	33,898,626,823	4,781,152,764	78.9	1,390,686,300	85.2	256,732,347	82.4	731,535,669	97.7	2,380,954,316	88.3	6,171,839,064	26.0
	Privadas	7,154,711,728	1,276,367,178	21.1	241,621,352	14.8	55,101,365	17.6	17,554,221	2.3	314,276,937	11.7	1,517,988,530	22.1
TOTAL PAIS		41,053,338,551	6,057,519,942		1,632,307,652		313,833,712		749,089,889		2,695,231,253		7,689,827,593	25.2

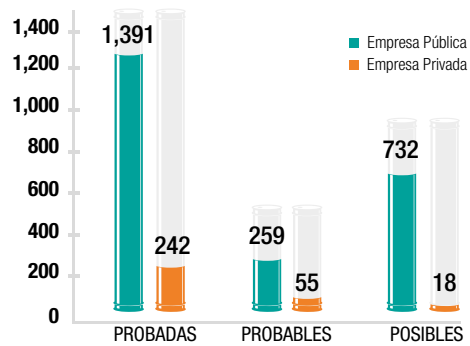
EUR PROBADO= Producción acumulada + Reservas Probadas

RESUMEN CONSOLIDADO DEL PAÍS CIFRAS ESTIMADAS DE RESERVAS DE PETRÓLEO POR CATEGORÍA AÑO 2018

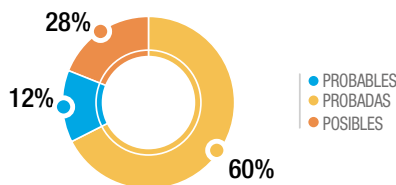
VOLUMEN TOTAL DE HIDROCARBUROS



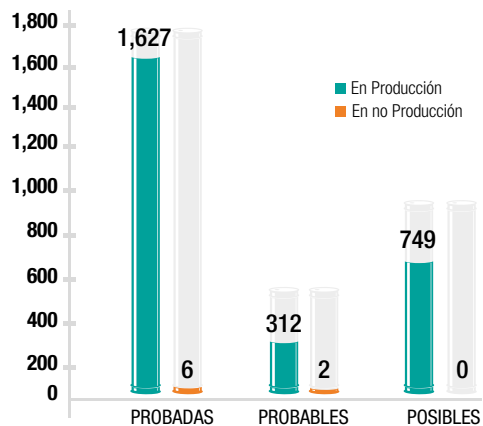
RESERVAS POR TIPO DE EMPRESA



RESERVAS POR CATEGORÍA



RESERVAS POR ESTADO





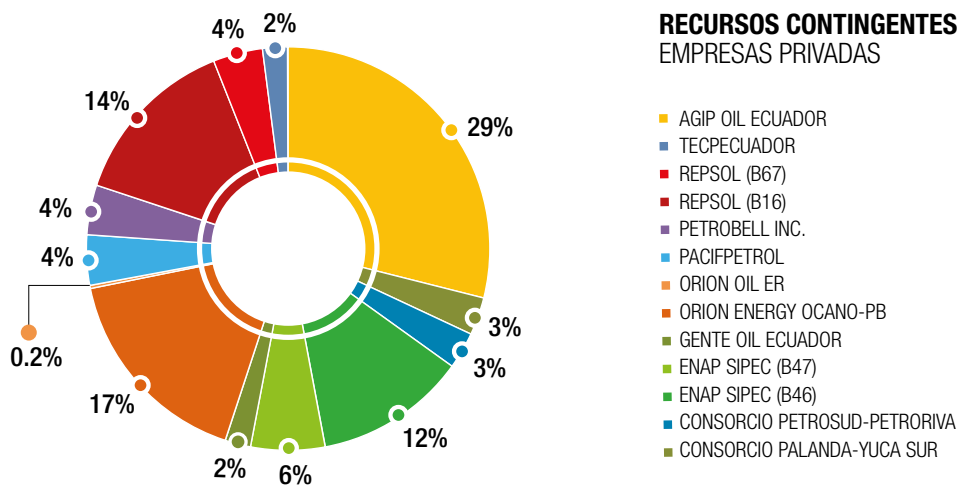
**RESUMEN CONSOLIDADO DEL PAÍS
CIFRAS ESTIMADAS DE RECURSOS CONTINGENTES DE PETRÓLEO
AÑO 2018**

Tabla No. 15

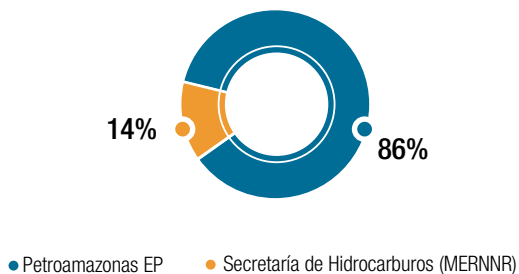
TIPO	EMPRESA(S) / INSTITUCIÓN	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)		PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-12-2017		FACTOR DE RECOBRO ACTUAL		RECURSOS CONTINGENTES		RECUPERACIÓN FINAL ESTIMADA (EUR TOTAL)		FACTOR DE RECOBRO FINAL		CALIDAD DEL PETRÓLEO *API
		Bls	%	Bls	%	Bls	%	Bls	%	Bls	%	Bls	%	
Público	Secretaría de Hidrocarburos (MERNRI)	2.310.050,551	0	0	0,00	190.005,901	13,7	190.005,901	8,23	190.005,901	8,23	190.005,901	8,23	9,3
	Petroamazonas EP	9.614.889,007	2.024,512	2.024,512	0,02	1.192.118,921	86,3	1.192.118,921	12,42	1.194.143,433	12,42	1.194.143,433	12,42	14,6
	SUBTOTAL INSTITUCIÓN Y EMPRESA PÚBLICA	11.924.939,558	2.024,512	2.024,512		1.382.124,822	93,5	1.382.124,822		1.384.149,334		1.384.149,334		13,8
Privado	Agip Oil Ecuador (Bloque 10)	236.800,000	0	0	0,00	27.912,068	29,1	27.912,068	11,79	27.912,068	11,79	27.912,068	11,79	15,4
	Cons. Petrolero Palanda-Yuca Sur (Bloque 64)	129.209,951	0	0	0,00	3.098,533	3,2	3.098,533	2,40	3.098,533	2,40	3.098,533	2,40	21,8
	Consorcio Petrosud-Petroriva (Bloque 65)	70.217,405	0	0	0,00	2.520,703	2,6	2.520,703	3,59	2.520,703	3,59	2.520,703	3,59	19,7
	ENAP SIPEC (Bloque 46)	405.908,313	0	0	0,00	11.129,999	11,6	11.129,999	2,74	11.129,999	2,74	11.129,999	2,74	21,7
	ENAP SIPEC (Bloque 47)	279.307,575	0	0	0,00	5.768,000	6,0	5.768,000	2,07	5.768,000	2,07	5.768,000	2,07	25,2
	Gente Oil Ecuador Pte. Ltd. (Bloque 53)	38.918,405	0	0	0,00	1.534,663	1,6	1.534,663	3,94	1.534,663	3,94	1.534,663	3,94	25,4
	Orion Energy Oceano PB S.A. (Bloque 52)	102.992,324	0	0	0,00	16.684,059	17,4	16.684,059	16,20	16.684,059	16,20	16.684,059	16,20	25,7
	Orion Oil ER S.A. (Bloque 54)	1.656,013	0	0	0,00	198,721	0,2	198,721	12,00	198,721	12,00	198,721	12,00	12,0
	Pacifpetrol (Bloque 2)	1.463,745,040	0	0	0,00	4.226,867	4,4	4.226,867	0,29	4.226,867	0,29	4.226,867	0,29	38,2
	Petrobell Inc. Grantmining S.A. (Bloque 66)	161.924,324	0	0	0,00	3.939,342	4,1	3.939,342	2,43	3.939,342	2,43	3.939,342	2,43	19,5
	REPSOL Ecuador S.A. (Bloque 16)	1.455,327,933	0	0	0,00	13.301,525	13,9	13.301,525	0,91	13.301,525	0,91	13.301,525	0,91	15,1
	HEPSOL Ecuador S.A. (Bloque 67)	117.586,871	0	0	0,00	3.597,263	3,8	3.597,263	3,06	3.597,263	3,06	3.597,263	3,06	18,2
	Tecpetrol S.A. (Bloque 49)	257.591,834	0	0	0,00	1.914,447	2,0	1.914,447	0,74	1.914,447	0,74	1.914,447	0,74	33,4
	SUBTOTAL EMPRESAS PRIVADAS	5.872.893,019	0	0		95.826,191	6,5	95.826,191		95.826,191		95.826,191		20,4
TOTAL PAÍS	17.797.832,576	2.024,512	2.024,512		1.477.951,013		1.477.951,013		1.479.975,525		1.479.975,525		14,3	

EUR TOTAL= Producción acumulada + Recursos Contingentes
Para el año 2018 todas las empresas reportaron Recursos Contingentes, con excepción del Consorcio Puma Oriente (Bloque 45), Andes Petroleum Ecuador Ltd. (Bloque 62) y PetroOriental S.A. (Bloques 14 y 17)

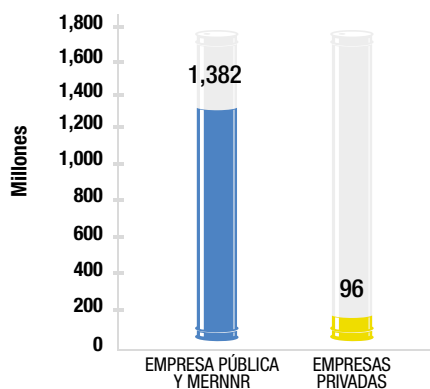
RESUMEN CONSOLIDADO DEL PAÍS CIFRAS ESTIMADAS DE RECURSOS CONTINGENTES DE PETRÓLEO AÑO 2018



RECURSOS CONTINGENTES EMPRESA E INSTITUCIÓN PÚBLICA



RECURSOS CONTINGENTES TOTALES (3C)





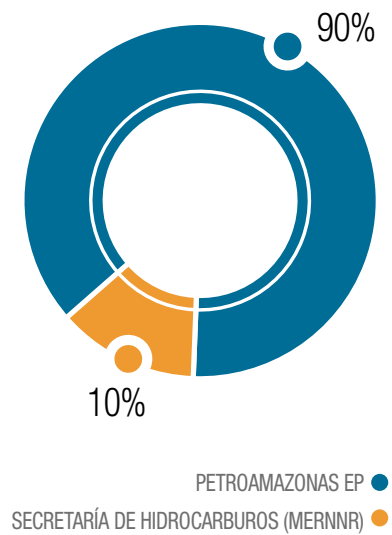
RESUMEN CONSOLIDADO DEL PAÍS
CIFRAS ESTIMADAS DE RECURSOS PROSPECTIVOS DE PETRÓLEO
AÑO 2018

Tabla No. 16

TIPO	EMPRESA(S) / INSTITUCIÓN	ESTIMACIÓN BAJA (P90)		ESTIMACIÓN MEDIA (P50)		ESTIMACIÓN ALTA (P10)		SWANSON'S MEAN		RECURSOS PROSPECTIVOS SIN RIESGO		ESTIMACIONES SWANSON'S MEAN CON RIESGO		CALIDAD ESTIMADA DEL PETRÓLEO °API
		Bil	%	Bil	%	Bil	%	Bil	%	Bil	%	Bil	%	
Público	Secretaría de Hidrocarburos (MERNNR)	441.940.000		1.217.150.000		3.371.707.250		1.620.924.175	29,0	195.710.501	13,4	77.066.639	10,1	8 - 12
	Petroamazonas EP	544.705.907		2.895.141.225		8.893.112.004		3.989.401.863	71,0	1.259.703.414	86,6	683.944.386	89,9	20,5
	SUBTOTAL INSTITUCIÓN Y EMPRESA PÚBLICA	986.545.907		4.112.291.225		12.264.819.254		5.620.326.038	100	1.455.414.315	100	761.011.024	100	19,4
	SUBTOTAL EMPRESAS PRIVADAS*	0		0		0		0	0,0	0	0,0	0	0,0	
	TOTAL PAÍS	986.545.907		4.112.291.225		12.264.819.254		5.620.326.038		1.455.414.315		761.011.024		19,4

* Para el año 2018, las Empresas Privadas no reportaron cifras estimadas de Recursos Prospectivos

RECURSOS PROSPECTIVOS TOTALES
(ESTIMACIÓN SWANSON'S MEAN CON RIESGO)



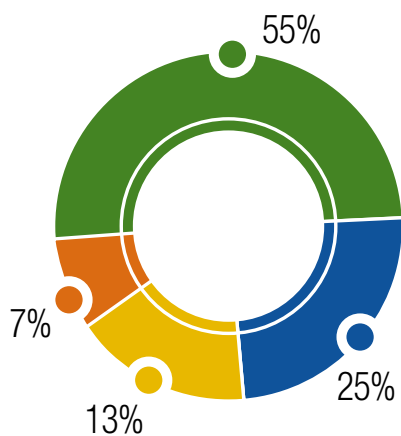
POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DEL ECUADOR
RESUMEN DE CIFRAS ESTIMADAS DE POES, RESERVAS Y RECURSOS
AÑO 2018

Tabla No. 17

EMPRESA(S) / INSTITUCIÓN	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO		PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-12-2017	RESERVAS		RECURSOS		VOLUMEN DE HIDROCARBUROS P1 + 3C	VOLUMEN DE HIDROCARBUROS 3P + 3C	VOLUMEN DE HIDROCARBUROS 3P + 3C + 3U
	POES	POES SWANSON'S MEAN**		PROBADAS (P1)	TOTALES (3P)	CONTINGENTES (3C)	PROSPECTIVOS (3U)*			
Secretaría de Hidrocarburos (MERNAR)	2,310,050,551	1,630,924,175	0	0	190,005,901	77,065,638	190,005,901	190,005,901	190,005,901	267,072,538
Pública	33,898,626,823	3,989,401,863	4,781,152,764	1,390,696,300	1,192,118,921	683,944,395	2,582,805,221	3,573,073,237	4,257,017,823	
Privadas	7,154,711,728	0	1,276,367,176	241,621,352	95,826,191	0	337,447,543	410,103,128	410,103,128	
POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DEL ECUADOR	43,363,389,102	5,620,326,038	6,057,519,942	1,632,307,652	1,477,951,013	761,011,024	3,110,258,664	4,173,182,266	4,934,193,289	

(*) = Recursos prospectivos con riesgo
(**) = POES probabilístico

POTENCIAL HIDROCARBURÍFERO DEL ECUADOR 2018



PRODUCCIÓN ACUMULADA ●
RESERVAS 3P ●
RECURSOS 3C ●
RECURSOS PROSPECTIVOS ●



CONCLUSIONES

Conclusiones

- La ex Secretaría de Hidrocarburos con el afán de encontrarse a la par del avance y desarrollo de la industria hidrocarburífera, adoptó la metodología desarrollada por un grupo internacional de expertos en evaluación de reservas, aprobada por la Comisión de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y avalada por la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), el World Petroleum Council (WPC) y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE); documento que lleva por nombre “Petroleum Resources Management System” (PRMS); y que para el año 2018 ha sido actualizada y avalada adicionalmente por la Society of Exploration Geophysicists, la European Association of Geoscientists and Engineers, y la Society of Petrophysicists and Well Log Analysts.
- La implementación de procesos internos para la determinación del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador, más una gestión por procesos que ha sido enmarcada y apoyada por una metodología internacional reconocida a nivel mundial, ha permitido a la ex Secretaría de Hidrocarburos y al actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, obtener por primera vez en un 100% de su implementación, cifras de Reservas y Recursos actualizadas y medidas bajo un mismo lineamiento, con el fin de que puedan ser comparables a nivel mundial, marcando de esta forma para el año 2018, un hito en el sector hidrocarburífero del Ecuador.
- Basados en las definiciones y lineamientos establecidos en el Petroleum Resources Management System (PRMS) de la SPE, para el presente año se incluye las categorías y clasificaciones de los volúmenes de hidrocarburos descubiertos y no descubiertos, llamados “Recursos” y en consecuencia las cifras de hidrocarburos que se encuentran asociadas. La implementación de la metodología PRMS, se encuentra aplicada en el presente Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2018, en su totalidad.
- A continuación se presenta a modo de conclusión las cifras estimadas por la Empresa Pública (Petroamazonas EP), la ex Secretaría de Hidrocarburos (ex Dirección de Estudios y Patrimonio) y las Empresas Privadas (14).
- La ex Secretaría de Hidrocarburos al 31 de diciembre del 2017, se encontraba a cargo de diez (10) campos, de los cuales se han actualizado las cifras de hidrocarburos de cinco (5) de ellos (Amazonas, Balsaura, Conambo-Huito y Marañón), con un volumen de Recursos Contingentes 3C de **190 MMBIs**, de los cuales cuatro (4) de los cinco (5) campos restantes como Curaray, Danta, Dayuno y Shionayacu han sido descartados debido a que ya se encuentran a cargo de la empresa pública y privada.
- El campo Pungarayacu y su volumen estimado de hidrocarburos, no ha sido incluido en este informe hasta contar con información que pueda ser validada.
- Para la Empresa Pública, Petroamazonas EP, se estimó un volumen de Reservas Probadas de **1,391 MMBIs**,



- Reservas Probables de **259 MMBIs** y Reservas Posibles de **731 MMBIs**, dando como resultado un volumen de Reservas 3P de **2,381 MMBIs**.
- La producción acumulada que Petroamazonas obtuvo hasta el 31 de diciembre de 2017 es de **4,781 MMBIs**, aportando para la producción del País en el año 2017 un volumen de **152 MMBIs** con un grado API ponderado de **26.0°**.
 - Petroamazonas EP dispone de Reservas de Gas Probadas de **165,715 MMSCF** (28 MMBOE), Reservas Probables de **173,994 MMSCF** (29 MMBOE) y Reservas Posible de **116,765 MMSCF** (19 MMBOE), dando como resultado un volumen de Reservas 3P de Gas de **456,474 MMSCF** (76 MMBOE), con una Producción Acumulada de Gas al 31 de diciembre de 2017 de **196,523 MMSCF** (33 MMBOE) y un aporte para el año 2017 de **16,337 MMSCF** (2.7 MMBOE).
 - Petroamazonas EP reportó para el presente año un volumen estimado de Recursos Contingentes (3C) de **1,192 MMBIs**, los que al 31 de diciembre de 2017 presentan una producción acumulada de **2 MMBIs**.
 - El volumen estimado de hidrocarburos que Petroamazonas EP reportó como Recursos Prospectivos analizados y estudiados hasta el 31 de diciembre de 2017, son de **1,260 MMBIs** como Recursos Prospectivos sin riesgo y **684 MMBIs** como Recursos Prospectivos con riesgo, siendo estas cifras las estimaciones Swanson's Mean de los valores probabilísticos.
 - Las Empresas Privadas que operan en el País (14), bajo la modalidad de Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos estimaron un volumen de Reservas Probadas de **242 MMBIs**, Reservas Probables de **55 MMBIs**, Reservas Posibles de **17 MMBIs** dando como resultado un volumen de Reservas 3P de **314 MMBIs**.
 - La producción acumulada que las Empresas Privadas obtuvieron hasta el 31 de diciembre de 2017 es de **1,276 MMBIs**, aportando para la producción del País en el año 2017 un volumen de **42 MMBIs** con un grado API ponderado de **22.1°**.
 - De las Empresas Privadas, para el 2018 el 93% reportaron cifras de Recursos Contingentes (3C), dando como resultado un volumen de **96 MMBIs**. Por último, los volúmenes de hidrocarburos de Recursos Prospectivos de las Empresas Privadas analizados y estudiados hasta el 31 de diciembre de 2017, no fueron reportados para el presente informe.
 - En resumen, se puede estimar que el Ecuador para el año 2018, cuenta con un volumen de Reservas Probadas de **1,632 MMBIs**, Reservas Probables de **314 MMBIs** y Reservas Posibles de **749 MMBIs**, dando como resultado un volumen de Reservas 3P de **2,695 MMBIs**.
 - La producción acumulada que el Ecuador tiene hasta el 31 de diciembre de 2017 es de **6,057 MMBIs**, la cual incluye **194 MMBIs** (producción no fiscalizada) con un grado API ponderado de **25.2°** para el año 2017.
 - Al ser Petroamazonas EP, la única empresa que hasta el 31 de diciembre de 2017, produce Gas en el Ecuador (forma industrial y comercial), las Reservas 3P de Gas son **456,474 MMSCF** (76 MMBOE).
 - De igual forma se puede estimar que el Ecuador para el año 2018, cuenta con un volumen Recursos Contingentes 3C de **1,478 MMBIs**, los que al 31 de diciembre de 2017 presentan una producción acumulada de **2 MMBIs**.
 - Por último, el volumen de hidrocarburos con los que el Ecuador cuenta como Recursos Prospectivos analizados y estudiados hasta el 31 de diciembre de 2017, son los reportados por Petroamazonas EP y la ex Secretaría de Hidrocarburos (actual Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables), dando un volumen de **1,455 MMBIs** como Recursos Prospectivos sin riesgo y **761 MMBIs** como Recursos Prospectivos con riesgo, siendo estas cifras, las estimaciones Swanson's Mean de los valores probabilísticos.
 - Como conclusión final el **Potencial Hidrocarburífero del Ecuador, para el año 2018** (cierre al 31 de diciembre de 2017) considerando Reservas 3P (2,695 MMBIs), Recursos 3C (1,478 MMBIs) y Recursos Prospectivos con riesgo (761 MMBIs), es de **4,934 MMBIs**.



ANEXOS

Resolución No. 0013 del 06 de enero de 2017



Secretaría de
Hidrocarburos



RESOLUCIÓN No. 0013

Ing. Javier Mauricio Romo Estrella
SECRETARIO DE HIDROCARBUROS, ENCARGADO.

CONSIDERANDO:

- QUE**, el artículo 261 de la Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado tendrá como competencias exclusivas: *"...los recursos energéticos; minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales..."*;
- QUE**, el artículo 313 y siguientes de la Constitución de la República reconoce que el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar los Sectores Estratégicos, de conformidad con los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia.
- QUE**, mediante Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, publicada en Registro Oficial Suplemento No. 244 de 27 de julio de 2010 se creó la Secretaría de Hidrocarburos, entidad encargada de la administración de los contratos de exploración y explotación, transporte e industrialización de hidrocarburos en el Ecuador, adscrita al Ministerio de Recursos Naturales no Renovables, con personalidad jurídica, patrimonio propio y autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa;
- QUE**, en el Artículo 6-A literal d) de la Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría de Hidrocarburos tiene como atribución Evaluar el potencial hidrocarburífero del País;
- QUE**, el literal c) del Artículo 31 de la Ley de Hidrocarburos determina que PETROECUADOR (hoy Petroamazonas) y los contratistas o asociados, en exploración y explotación de hidrocarburos, en refinación, en transporte y en comercialización, están obligados, en cuanto les corresponda, a: *"c) Suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos, trimestralmente o cuando lo solicite, informes sobre todos los trabajos topográficos, geológicos, geofísicos, de perforación, de producción, de evaluación y estimación de reservas, y demás actividades acompañando los planos y documentos correspondientes"*;
- QUE**, El Artículo 35 del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas estipula que *"Con el objeto de que la Dirección Nacional de Hidrocarburos establezca las cifras oficiales de reservas anuales, PETROECUADOR o la contratista, según el caso, deberán presentar, hasta el primero de diciembre de cada año, el cálculo actualizado del volumen original del petróleo en el sitio, factor de recobro y reservas probadas, probables y posibles que estima existan en su área de operación, debidamente avalizado por una compañía certificadora independiente, registrada en la Dirección Nacional de Hidrocarburos"*;
- QUE**, el artículo 18 del Estatuto Orgánico de Gestión Organizacional por Procesos de la Secretaría de Hidrocarburos, expedido mediante acuerdo Ministerial No. 438 publicado en el Registro Oficial Suplemento 433 de 19 de abril de 2013 determina como atribución del Secretario de Hidrocarburos el *"v) Suscribir convenios, resoluciones, contratos y otros instrumentos relacionados con temas hidrocarburíferos"*.



Secretaría de
Hidrocarburos



QUE, por la naturaleza, importancia y complejidad del sector de hidrocarburos en el país, se hace necesario establecer la metodología para que las Empresas Públicas y Privadas de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país, suministren a la Secretaría de Hidrocarburos, la información correspondiente a las Reservas y Recursos de Hidrocarburos en el país.

QUE, la Secretaría de Hidrocarburos, luego de intercambiar experiencias e investigar los estándares internacionales que se usan a nivel internacional en cuanto a la metodología más conveniente para la estimación de Reservas y Recursos de Hidrocarburos, escogió la desarrollada por un grupo internacional de expertos en evaluación de reservas, aprobada por la Comisión de la Society of Petroleum Engineers (SPE) y avalada por la American Association of Petroleum Geologists (AAPG), el World Petroleum Council (WPC) y la Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE); documento que lleva por nombre "Petroleum Resources Management System (PRMS)".

QUE, con memorando SHE-SCH-2016-0355-ME del 24 de noviembre del 2016, la Dirección Técnica, emitió el informe técnico pertinente recomendando adoptar la metodología establecida por la Society Petroleum Engineers (SPE) en su documento "Petroleum Resources Management System (PRMS)" para la estimación de Reservas y Recursos en el Ecuador.

De conformidad con lo que establece el 6- A de la Ley de Hidrocarburos y el literal v) del Artículo 18 del Estatuto Orgánico de Gestión Organización por Procesos de la Secretaría de Hidrocarburos,

RESUELVE:

Artículo 1.- ADOPTAR como método para llevar a cabo la valoración de recursos y Reservas de Hidrocarburos existentes en el país, la metodología establecida por la Society Petroleum Engineers (SPE) en su documento "*Petroleum Resources Management System (PRMS)*", su traducción al idioma español del texto del documento original; anexo a la presente.

Esta traducción será la base para dirimir cualquier conflicto que pueda presentarse en su interpretación, para efectos del cumplimiento de lo establecido en el presente documento.

Artículo 2.- La metodología adoptada podrá ser actualizada cada vez que el documento Petroleum Resources Management System sea modificado por la SPE, AAPG, SPEE o por WPC.

Artículo 3.- Las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país, incluido la Empresa Pública deberán suministrar a la Secretaría de Hidrocarburos, toda la información de recursos y reservas de Hidrocarburos que tengan en su área de contrato suscrito con la Secretaría de Hidrocarburos, conforme a la metodología adoptada.

Artículo 4.- Una vez realizado el cálculo de las Reservas y Recursos de Hidrocarburos conforme a la Metodología, la información deberá ser presentada en medio escrito y magnético, firmada bajo la gravedad del juramento por el



representante legal de cada una de las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país, de conformidad con los requisitos para la entrega de la información de Recursos y Reservas de Hidrocarburos determinados por esta Secretaría de Hidrocarburos en el instrumento respectivo.

Artículo 5.- De la ejecución e implementación de la presente Resolución encárguese la Subsecretaría de Administración de Áreas Asignadas y Contratación Hidrocarburífera.

Artículo 6.- Encárguese la Subsecretaría de Administración de Áreas Asignadas y Contratación Hidrocarburífera notificar y socializar con la presente Resolución a las Empresas Públicas y Privadas de exploración y explotación de hidrocarburos presentes en el país.

Artículo 7.- La presente Resolución entrará en vigencia a partir de la fecha de su expedición sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

COMUNIQUESE Y PUBLÍQUESE.-

DADO, en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a **06 ENE 2017**

Ing. Javier Mauricio Romo Estrella
SECRETARIO DE HIDROCARBUROS, ENCARGADO.



Resolución No. 0383 del 12 de abril de 2017



Secretaría de
Hidrocarburos

0383



RESOLUCION No. 0383

LA SECRETARÍA DE HIDROCARBUROS

CONSIDERANDO:

- QUE,** los artículos 1 y 317 de la Constitución de la República del Ecuador, disponen que los recursos naturales no renovables del territorio del Estado pertenecen a su patrimonio inalienable, irrenunciable e imprescriptible;
- QUE,** el artículo 261, numeral 11 de la Carta Magna, establece que el Estado central tiene competencias exclusivas sobre los recursos energéticos, minerales, hidrocarburos, hídricos, biodiversidad y recursos forestales;
- QUE,** el artículo 313 de la Norma Suprema, señala que los recursos naturales no renovables son de carácter estratégico, sobre los cuales el Estado se reserva el derecho de administrar, regular, controlar y gestionar de acuerdo a los principios de sostenibilidad ambiental, precaución, prevención y eficiencia;
- QUE,** el artículo 6-A de la Ley de Hidrocarburos determina que la Secretaría de Hidrocarburos, es una entidad adscrita al Ministerio Sectorial, con personalidad jurídica, patrimonio propio, autonomía administrativa, técnica, económica, financiera y operativa, que administra la gestión de los recursos naturales no renovables hidrocarburíferos y de las sustancias que los acompañen; es la encargada de ejecutar las actividades de suscripción, administración y modificación de las áreas y contratos petroleros;;
- QUE,** el literal j) del artículo 6-A de la Ley de Hidrocarburos, establece como atribución de la Secretaría de Hidrocarburos, la administración de la información de las áreas y contratos de exploración y explotación, industrialización y transporte de hidrocarburos y asegurar su preservación, integridad y utilización;

EN EJERCICIO de las facultades conferidas en la Ley de Hidrocarburos,

RESUELVE

Art. 1 Aprobar el Instructivo para Entrega de Información de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos.

Art. 2 Objetivo.- Los objetivos del presente documento son:

- a. Establecer el procedimiento, formatos y los requisitos necesarios para la entrega de información relacionada con las cifras e informes de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos existentes en las áreas de Exploración y Desarrollo de las Empresas Públicas y Privadas que se encuentren establecidas o se establezcan en el País.
- b. Estandarizar la información que entregan las Empresas de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Públicas y Privadas a la Secretaría de Hidrocarburos, basados en la metodología "Petroleum Resources Management



System" (Sistema de Manejo de Recursos Petroleros), misma que fue adoptada por la Secretaría de Hidrocarburos (SH) mediante Resolución No. 0013 del 06 de enero de 2017.

Art. 3 Alcance.- Este instructivo se aplica a todas las empresas de exploración y explotación públicas y privadas que realicen actividades hidrocarburíferas en el país, con el fin de que sea considerado para la elaboración de Informes de Reservas y Recursos (IRR) Hidrocarburíferos que son enviados anualmente a la Secretaría de Hidrocarburos.

Art. 4 Definiciones Generales.- Las definiciones que se usan en el presente instructivo son las establecidas en el documento *Petroleum Resources Management System (PRMS)* de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)*.

El documento *Petroleum Resources Management System (PRMS)* se encuentra disponible en la página web de la *Society of Petroleum Engineers (SPE)* (www.spe.org), el mismo que deberá ser revisado cada año previo a la elaboración de los IRR, con el fin de considerar los posibles cambios o actualizaciones realizadas al documento.

Art. 5 Lineamientos para la entrega del informe de reservas y recursos: Las empresas de exploración y explotación de hidrocarburos públicas y privadas presentes en el país, deberán presentar el Informe de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos definitivo a la Secretaría de Hidrocarburos por cada campo de producción de hidrocarburos hasta el último día laborable del mes de enero del año subsiguiente al que se reporta.

La metodología y definiciones que las empresas de exploración y explotación de hidrocarburos públicas y privadas deberán usar para la estimación de Reservas y Recursos, será observando lo dispuesto en el Artículo 4 del presente instructivo.

La información deberá ser presentada en medio físico y digital, con un oficio firmado bajo juramento por el Gerente General, representante legal o la autoridad designada para el caso, de cada una de las Empresas de Exploración y Explotación de hidrocarburos.

Las reservas y/o recursos presentados en los IRR deben ser certificadas por una compañía externa independiente especializada en estimación de reservas. Esta compañía deberá precisar en un documento independiente, su experiencia y acreditación como ente certificador especializado en el ramo.

Para el caso de las compañías externas independientes que vayan a presentar su certificación por primera vez en la Secretaría de Hidrocarburos, el documento descrito en el párrafo anterior, deberá ser entregado conjuntamente con el Informe de Reservas y Recursos (IRR) enviado por la Empresa operadora.

Secretaría de
Hidrocarburos

A.M.E. 0383



Para el primer año de aplicación del presente instructivo, todas las compañías externas independientes especializadas en estimación de reservas, deberán presentar en un documento independiente, su experiencia y acreditación como ente certificador especializado en el ramo.

Para el caso de campos con reservas probadas totales al 31 de diciembre del año a reportarse, de hasta un millón (1,000.000) de barriles equivalentes, se aceptarán Informes de Reservas y Recursos (IRR) realizados por un grupo multidisciplinario de ingenieros y/o auditores internos de la Empresa, los mismos que deberán aplicar lo descrito en el Artículo 4 y presentar de igual forma todos los requisitos señalados en el Artículo 10 del presente instructivo.

Art. 6 Consideraciones Económicas.-

a. Escenarios de precios y costos

El informe debe incluir una descripción de los escenarios de precios y costos empleados; los fundamentos que sustentaron la selección de dichos escenarios y una descripción de los costos operativos o de explotación que se utilizaron en las corridas económicas.

En el evento en que fluctúen los precios de los hidrocarburos debido a la inflación esperada, los costos también deben estar sujetos a dicha fluctuación. En general, los cálculos económicos deben ser preparados antes del Impuesto a la Renta.

Todos los costos y gastos reportados por las empresas deberán ser consecuentes con las actividades reportadas en el Informe de Reservas y Recursos (IRR).

En la certificación de reservas emitida por un tercero independiente, la compañía auditora y/o evaluadora de reservas, deberá dejar constancia de que ha recibido toda la información de los futuros costos operativos y de capital (incluye tuberías o ductos adicionales, facilidades para el manejo del agua producida, facilidades de superficie, perforación y completación de los pozos, etc.). Estos costos deben basarse en estadísticas que consideren los valores históricos de operación y desarrollo de los campos o áreas del contrato. Debe incluirse la información de soporte necesaria para todos los casos de estimaciones de reservas.

Para el caso de campos nuevos y que no cuenten con costos históricos, se deberá justificar los costos utilizados en las corridas económicas y cómo se derivaron los mismos. Si se aplica por analogía a un campo cercano, se deberá identificar el campo análogo y su descripción.

Art. 7 Consideraciones Técnicas.- Para la clasificación de los volúmenes de hidrocarburos pronosticados después de la terminación del contrato, de acuerdo al marco de clasificación de la *Society of Petroleum Engineers* en su documento *Petroleum Resources Management System (SPE-PRMS)*, establece que las



cantidades de hidrocarburos pronosticados a ser producidas más allá de la fecha de terminación del contrato, deben ser clasificadas como **Recursos Contingentes**.

En las tablas de reservas y recursos deben presentarse como reservas los volúmenes recuperables hasta la fecha de terminación del contrato y como recursos contingentes las cantidades a ser recuperadas después de la fecha de terminación, es decir que todas las empresas deben presentar el total de los volúmenes de reservas y/o recursos existentes en el bloque o área asignada.

La información con las cifras de reservas y recursos debe presentarse en los formularios que la Secretaría de Hidrocarburos SH adjunta para el efecto (Anexo 4), que son parte de la presente resolución.

El idioma oficial para los informes es el castellano, se aceptará la presentación del informe de auditoría en otro idioma, acompañado de la correspondiente traducción técnica oficial.

Uso de la Coma (,) y el Punto Decimal (.). Para todos los casos, en las tablas e informes, la coma (,) será utilizada para separar miles y el punto (.) como la separación decimal.

Art. 8 Estructura y formato del Informe.- El informe deberá ser detallado de tal modo que permita que a través de su revisión y auditoría, demuestre su calidad técnica y la validez de sus conclusiones y cantidades de reservas y recursos reportados.

Toda la documentación, formularios, tablas, mapas, correlaciones, etc., deberán ser legibles y de fácil lectura, caso contrario toda información que no cumpla con este punto será descartada y solicitada nuevamente.

Art. 9 Formatos y Medios de Entrega.- La información relacionada a reservas y recursos hidrocarburíferos deberá ser entregada en medio físico y digital en las oficinas de la Secretaría de Hidrocarburos (SH).

Art. 10 Documentos Asociados.- Los documentos para la entrega de la información de Reservas y Recursos Hidrocarburíferos, por parte de las Empresas Públicas y Privadas de Exploración y Explotación una vez realizadas las estimaciones respectivas conforme a la Metodología indicada, son los siguientes:

- a. Carta de presentación original del informe, suscrita por el representante legal de la compañía o quien haga su vez, dirigida al Secretario de Hidrocarburos, (Anexo 1).
- b. Resumen Ejecutivo. (Anexo 2)
- c. Informe de la empresa operadora acorde a la estructura establecida (Anexo 3).
- d. Certificado en original firmado por la empresa certificadora o consultora.
- e. Informe de la certificadora o consultora debidamente firmado, en original.



Secretaría de
Hidrocarburos

0383



f. Formularios y tablas de Reservas y Recursos Hidrocarbúferos (Anexo 4).

Art. 11 Disposición Transitoria: La Secretaría de Hidrocarburos publicará los formatos y formularios en su página web www.secretariahidrocarburos.gob.ec en un plazo de 30 días a partir de la publicación del presente Instructivo.

Art. 12 Disposición Final.- El presente instructivo entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Registro Oficial.

COMUNIQUESE Y PUBLÍQUESE.-

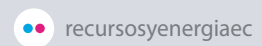
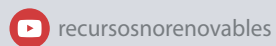
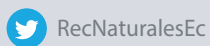
DADO, en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a **12 ABR. 2017**

Ing. Javier Mauricio Romo Estrella
SECRETARIO DE HIDROCARBUROS, ENCARGADO.

MINISTERIO DE
ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES
NO RENOVABLES



EL
GOBIERNO
DE TODOS



www.recursosyenergia.gob.ec