

## El petróleo: recursos y reservas actuales

*Marco Rivadeneira  
Patrice Baby*

La cuenca oriente del Ecuador contiene un extraordinario sistema petrolero, cuyas rocas generadoras (calizas y arcillas ricas en materia orgánica) y rocas reservorio (areniscas) se depositaron entre 115 y 105 millones de años atrás, cuando la región oriental era un mar tropical cretácico, poco profundo. El crudo generado en este sistema quedó atrapado en las estructuras que forman los campos actuales. Las reservas probadas de la cuenca son de alrededor de nueve mil millones de barriles. En ella se encuentran tres campos gigantes: Shushufindi, Sacha e ITT.

Esta cuenca, al igual que el resto de cuencas petrolíferas del mundo, se caracteriza por una altísima concentración de las reservas de crudo en unos pocos campos (figura 2). La cuenca Oriente puede dividirse en tres grandes áreas (figura 3): una al norte del río Curaray, otra al sur de dicho río y la tercera llamada Zona Subandina, adyacente y paralela a la cordillera Real.

El área al norte del río Curaray es la más explorada de la cuenca, y cuenta con la mayor cobertura sísmica y perforación exploratoria. Concentra casi la totalidad de los campos en producción y acumula el 90 % de las reservas conocidas. En octubre 2016, sus campos producían 537 000 BPPD (Bariles de Petróleo Por Día) o sea el 97,4 % de la producción total de crudo de la cuenca.

El área occidental subandina (figura 3) es la segunda área por reservas, con alrededor del 6 % del total de la cuenca Oriente. Contiene fundamentalmente crudos extrapesados y pesados en dos grandes campos no desarrollados, situados en su parte central: Pungarayacu con crudos extrapesados entre 6 y 10° API<sup>1</sup> y Oglan, con crudos pesados (16° API). Hay presencia minoritaria de crudos livianos en el campo Bermejo, ubicado cerca de la frontera con Colombia, que es el único en

<sup>1</sup> API es una unidad del *American Petroleum Institute*, que es inversamente proporcional a la densidad. Los crudos se clasifican en: livianos > 30°, medianos 20-30°, pesados 10-20° y extrapesados < 10°

producción en esta zona, con alrededor de 1 100 BPPD (0,6% de la producción total de la cuenca).

El área sur (figura 3) es la tercera área en importancia, con aproximadamente el 4% de reservas de la

cuenca. Su densidad de exploración es mucho menor que el área norte y su potencial petrolero no es comparable. Villano es el único campo en producción en esta área, con aproximadamente 11 000 BPPD (2,0% del total de producción de la cuenca Oriente).

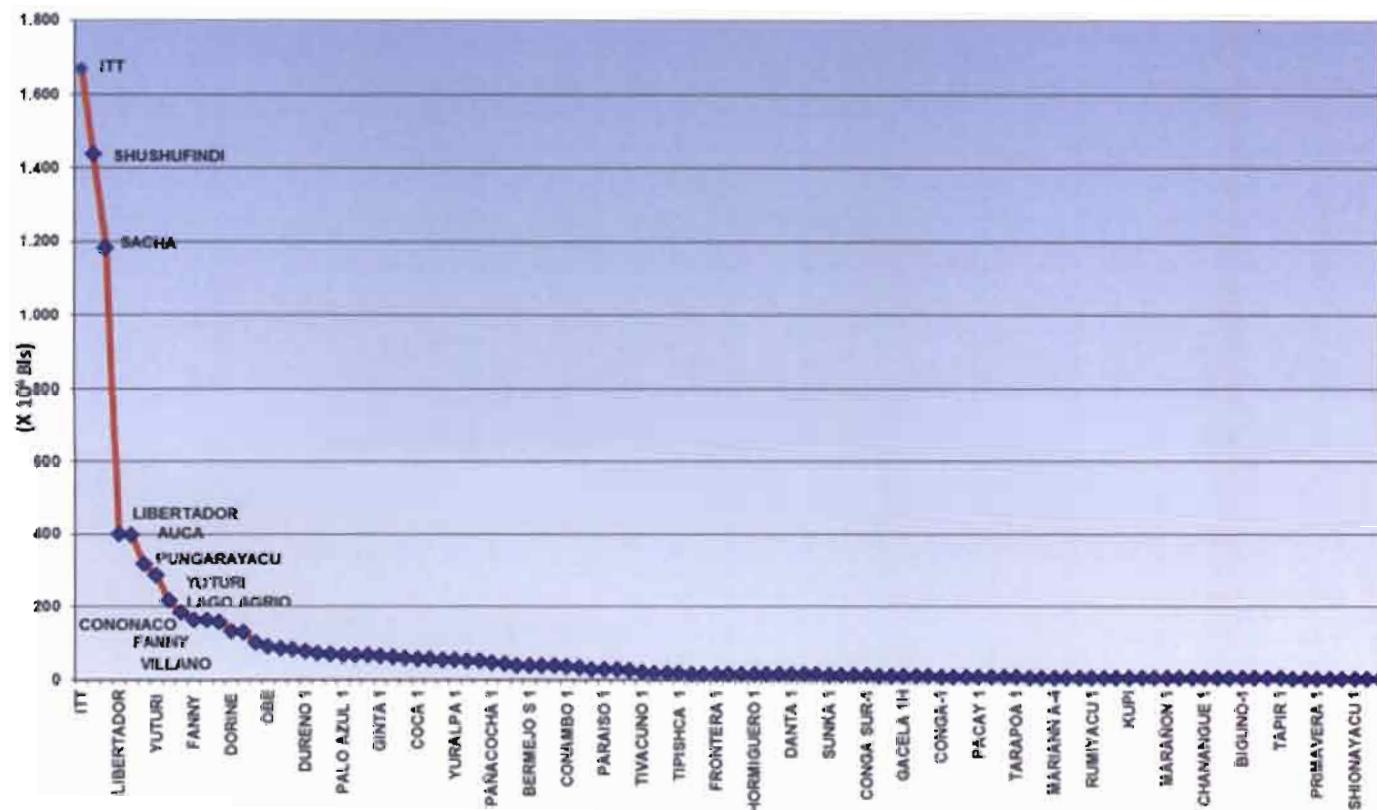


Figura 2. Distribución de los campos de la cuenca Oriente, en función de sus reservas totales (en millones de barriles)  
 Figure 2. Distribution des champs pétroliers dans le bassin amazonien en fonction de leurs réserves totales (en millions de barils).



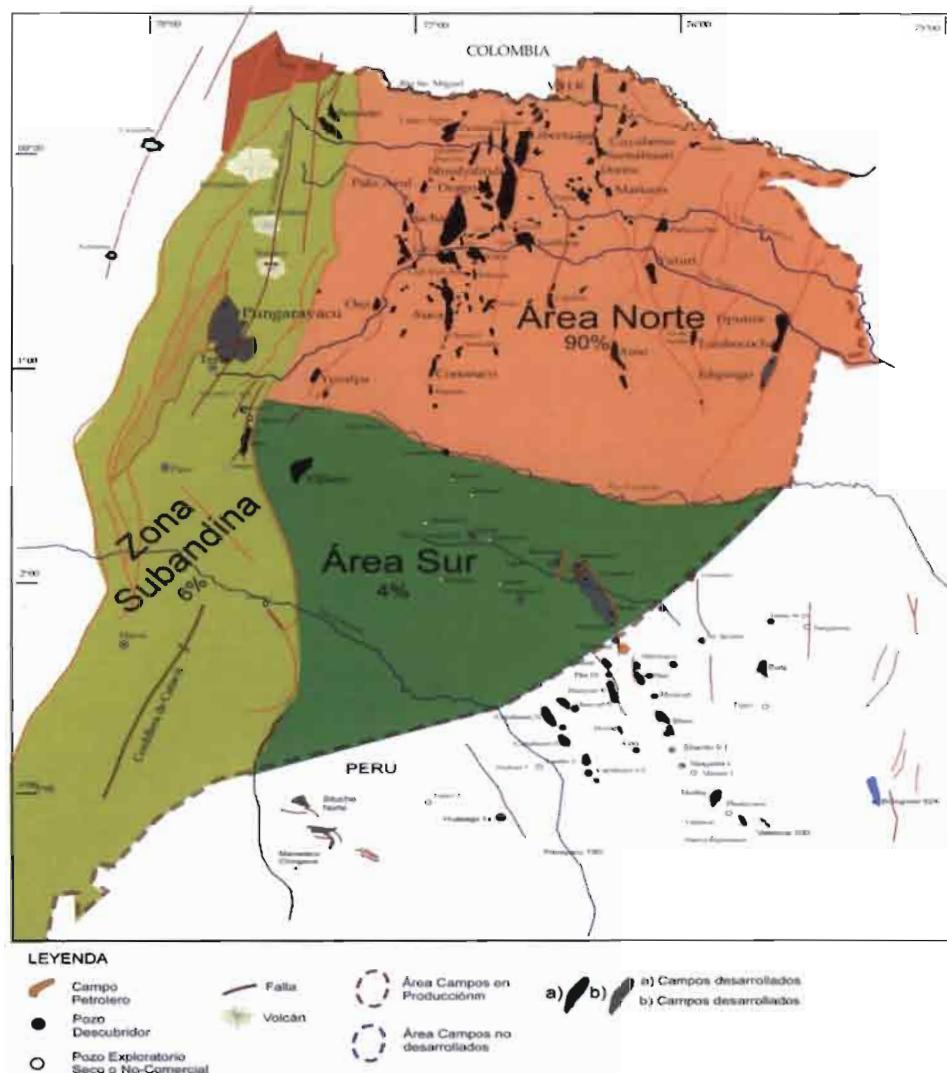


Figura 3. Mapa esquemático de los principales campos petroleros agrupados en tres áreas, con el porcentaje de reservas que contienen.  
 Figure 3. Carte schématique des principaux champs pétroliers regroupés en trois zones avec les pourcentages respectifs de réserves qu'elles contiennent.

Desde el descubrimiento de crudo en el pozo Lago Agrio 1, en abril de 1967, se habrían explotado hasta el presente, alrededor de 5 700 millones de barriles que representan el 64% del total de reservas descubiertas en la cuenca (figura 4). El hecho más importante en materia de producción de los últimos años, es la ampliación de la frontera de extracción hacia la parte más oriental de la cuenca Oriente, con el inicio de la producción del

complejo ITT de la zona norte, en el año 2016 (figura 3). Esta nueva producción cambia considerablemente el panorama de reservas puesto que 1 600 millones de barriles de reservas de campos descubiertos no puestos en producción se transforman en reservas de campos en producción, como se ve en la figura 4, lo que redujo las reservas provenientes de los campos que aún no están en producción.

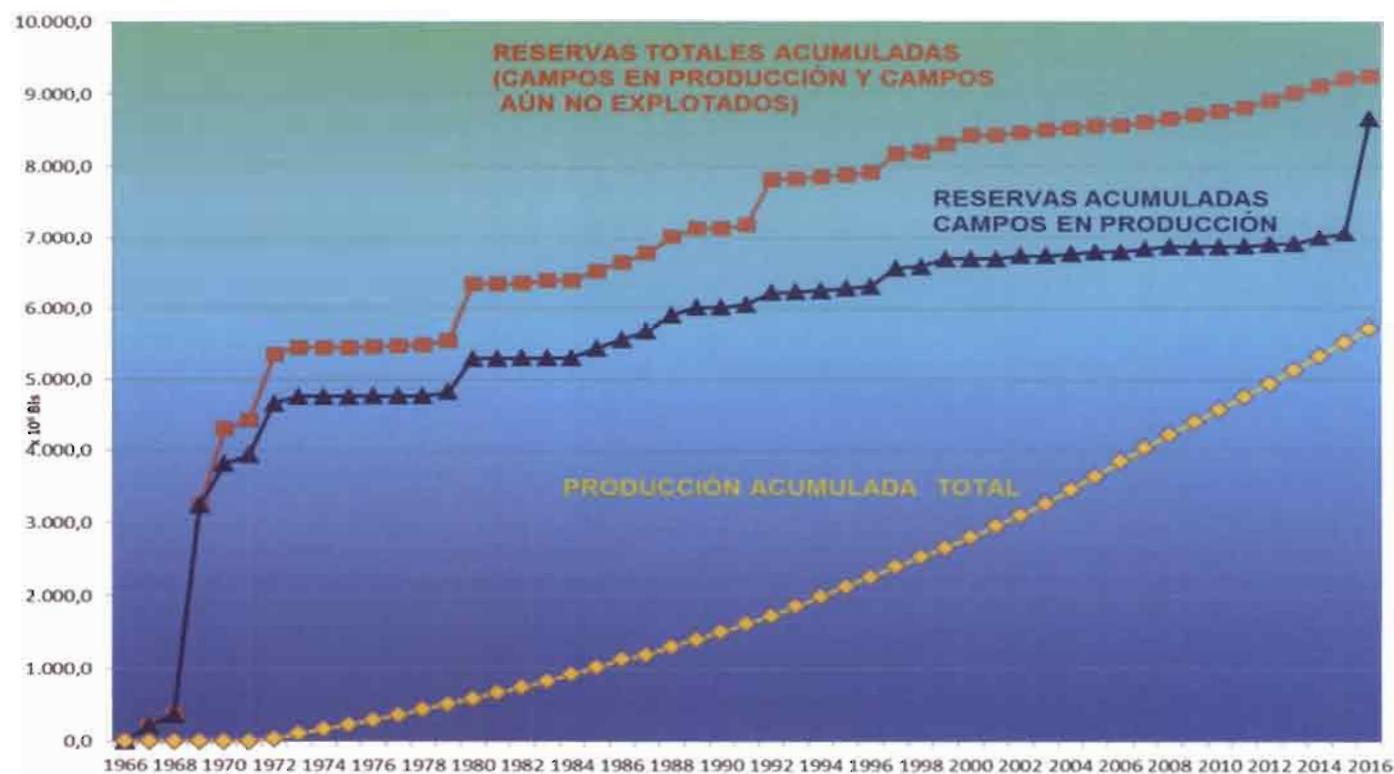


Figura 4. Evolución histórica de todas las reservas descubiertas acumuladas (rojo), de las reservas en explotación (azul) y de la producción acumulada de los campos en millones de barriles (amarillo) para el Oriente (Modificado de Baby *et al.*, 2014)

Figure 4. Evolution historique de toutes les réserves découvertes accumulées (rouge) des réserves en exploitation (bleu) et de la production cumulée des champs, en millions de barils (jaune) en Amazonie équatorienne (modifié de Baby *et al.*, 2014).

## Le pétrole: ressources et réserves actuelles

Marco Rivadeneira  
Patrice Baby

En Équateur, le bassin Amazonien possède un extraordinaire système pétrolier dont les roches génératrices (calcaires et argiles riches en matière organique) et les roches réservoir (grès) se sont déposées il y a entre 115 et 105 millions d'années, au moment où la région orientale était une mer tropicale peu profonde. Le pétrole brut généré dans ce système est piégé dans des structures qui forment les champs pétroliers actuels. Les réserves de ce bassin représentent environ 9 milliards de barils, dont près de la moitié est concentrée sur trois gisements géants: Shushufindi, Sacha et ITT.

Ce bassin, de même que le reste des bassins pétroliers du monde, est caractérisé par une très forte concentration des réserves de brut dans certains champs (figure 2). Le bassin amazonien peut être divisé en trois grandes zones pétrolières (figure 3): une au nord de la rivière Curaray, une autre au sud de cette

rivière et la troisième zone dite subandine, adjacente et parallèle à la Cordillère Orientale.

La zone au nord de la rivière Curaray est la plus explorée du bassin, sur le plan sismique et en nombre de forages exploratoires. Elle concentre la presque totalité des champs en production et 90 % des réserves connues. En octobre 2016, ces champs produisaient 537 mil BPPJ (barils de pétrole par jour), soit 97,4 % de la production totale de pétrole brut du bassin amazonien équatorien.

La zone subandine (figure 3) est la deuxième zone en termes de réserves pétrolières, avec environ 6 % du total du bassin Oriente. Elle renferme notamment du pétrole brut extra lourd et lourd sur deux grands champs encore non développés, situés dans la partie centrale: Pungarayacu avec du pétrole brut extra lourd entre 6 et 10° API<sup>1</sup> et Oglan avec du brut lourd (16° API). Le champ de Bermejo possède du pétrole

<sup>1</sup> API est une unité de l'*American Petroleum Institute*, qui est inversement proportionnelle à la densité. Les bruts sont classées en: légers > 30°, intermédiaires 20-30°, lourds 10-20°et extra lourds < 10°

brut léger; il est situé près de la frontière avec la Colombie, avec environ 1 100 BPPD (0,6 % de la production totale du bassin Oriente).

La zone sud (figure 3) est la troisième zone plus importante avec environ 4 % des réserves du bassin Oriente. Sa densité d'exploration est beaucoup plus faible que celle de la zone nord et son potentiel pétrolier n'est pas comparable. Villano est le seul champ de production dans cette zone avec environ 11 000 BPPD (2,0 % du total de la production du bassin Oriente).

Depuis la découverte de pétrole brut dans le forage Lago Agrio 1 en avril 1967, environ 5700 millions de barils auraient été exploités jusqu'à présent, ce qui représente 64% du total des réserves découvertes dans le bassin Oriente (figure 4). Le fait le plus important en matière de production ces dernières années, est le déplacement de la frontière d'extraction vers la partie la plus orientale du bassin amazonien, avec le démarrage en 2016, de la production du complexe ITT dans le Parc National Yasuni (figure 3). Ce complexe change considérablement le panorama en augmentant de 1600 milliards de barils les réserves des champs pétroliers en production (figure 4).



Rivadeneira M., Baby Patrice. (2018).

El petroleo : recursos y reservas actuales = Le pétrole : ressources et réserves actuelles.

In : Becerra S. (coord.), Maurice Laurence (coord.), Desprats-Bologna S. (coord.) Nuestro vivir en la Amazonia ecuatoriana : entre la finca y el petroleo = Vivre en Amazonie équatorienne : entre pétrole et terres agricoles.

Marseille (FRA) ; Quito : IRD ; Abya-Yala, 36-43.

ISBN 978-2-7099-26-28-7