

¿Factibilidad de la explotación no convencional de los hidrocarburos? El caso de las arenas bituminosas de Pungarayacu

*Marco V. Rivadeneira
Patrice Baby*

La mayoría de los campos petroleros en producción en el Nororiente ecuatoriano son maduros, con producción decreciente. Esta tendencia se revela a pesar del incremento experimentado en algunos campos en los últimos años, gracias a la fuerte inyección de capital privado, orientado principalmente a la perforación a través de contratos con empresas privadas que contemplan un pago por barril producido. La extensión de la vida productiva de estos campos está condicionada a la aplicabilidad o no de técnicas de recuperación mejorada, que dependen de las condiciones de sus yacimientos y de los costos de implementación de las mismas, en un mercado de precios declinantes. Es decir, los campos de la cuenca Oriente tendrán a futuro un costo de producción por barril más alto que el histórico lo que, sumado a precios internacionales que posiblemente se estabili-

cen entre 40 y 50 USD/barril, hará que los márgenes de beneficios para el Estado se vayan reduciendo. Sin embargo, serían estas técnicas de recuperación mejorada¹ las que permitirían incrementar las reservas probadas y por lo tanto incrementar la producción de los campos (o reducir su disminución), con lo que se prolongaría la vida productiva de los mismos. Los campos que aún quedan por desarrollar en la cuenca contienen volúmenes menores de reservas, están alejados de la infraestructura principal, o son de difícil desarrollo y producción.

Un ejemplo de campo con alto potencial hidrocarburífero es el Campo Pungarayacu. Se ubica en la zona subandina oriental, al sur de la provincia de Napo, y tiene una extensión de aproximadamente 43 km de largo, entre la cordillera de Guacamayos al norte y Puerto Napo

¹ Como por ejemplo la reinyección de aguas de formación cuando se puede aplicar.

al sur, por 16 km de ancho entre la cordillera Real al oeste y la cordillera de Galeras al este (figura 30). Su nombre proviene de las palabras kichwa *pungara* = petróleo, brea e *yacu* = agua, río. Entre finales de los años 70 y la primera mitad de los años 80, la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE) efectuó un estudio geológico de superficie en esta zona para evaluar las potencialidades de estas reservas. Entre 1980 y 1984, se perforaron 26 pozos con muestreo continuo del subsuelo, con el objetivo de completar la evaluación de las potenciales reservas petroleras de este campo. Es un campo de crudos extrapesados, cuyo reservorio son las areniscas de la formación Hollín, de edad cretácica (~ 100 Millones de años), que fueron depositadas por los ríos de la cuenca proto-amazónica, al tiempo del nacimiento de los Andes (Baby *et al.*, 2014). En su parte norte, se concentran areniscas bituminosas con crudo extrapesados de 6 a 10° API², que afloran hasta la superficie, o están recubiertas por una fina capa de suelo. La gravedad API, se incrementa en dirección sur, hasta sobrepasar los 10° API, en un pozo perforado junto a Puerto Napo.

En el caso de este campo, no se puede hablar de reservas *sensu stricto* que representan el volumen de crudo que puede ser extraído del subsuelo en forma rentable con las técnicas existentes, según estudios canadienses (Ivanhoe Energy). Sería necesario implementar proyectos pilotos para experimentar diferentes métodos de extracción, cuyos resultados permitirían definir si su explotación es factible o no. En 2013, la SHE, Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador, estimó un volumen de

crudo de 4,500 millones de barriles en el subsuelo de Pungarayacu (34 000 millones en la cuenca Oriente).

El campo Hollín puede ser dividido en dos grandes zonas en función de los potenciales métodos de producción a aplicarse:

1/ La Zona norte-noreste del campo en donde afloran o están a muy poca profundidad (menos de 60 m) las areniscas bituminosas Hollín, con crudo muy pesado y viscoso, tendría como única posibilidad potencial de producción, la explotación por medio de canteras. La ejecución de esta alternativa es poco viable por el impacto ambiental y el riesgo de contaminación del agua, debido a la presencia de gran cantidad de ríos ligados a la red hidrográfica del alto Napo.

2/ La Zona suroccidental del campo por otro lado, que tiene suficiente cobertura sedimentaria (> 100 m), podría ser explotada, mediante métodos térmicos, como por ejemplo el SAGD (*Steam Assisted Gravity Drainage*-Drenaje por Gravedad Asistido con Vapor). Este método consiste en la perforación de pozos multilaterales para inyectar vapor, que calienta el reservorio y reduce su viscosidad, dando movilidad al crudo, que fluye hacia otro pozo productor a través del cual se extrae. Sin embargo, este método supone ciertos riesgos, debido a la gran cantidad de fallas mapeadas en el campo que rompen la continuidad y hermeticidad del reservorio. Por lo tanto, parte del vapor inyectado podría escapar a la superficie a través de estas fallas, lo que haría que el método de extracción sea ineficaz y podría generar un riesgo significativo de contaminación ambiental.

2 API es una unidad del *American Petroleum Institute*, que es inversamente proporcional a la densidad. Los crudos se clasifican en: livianos $> 30^{\circ}$, medianos 20-30°, pesados 10-20° y extrapesados $< 10^{\circ}$; los más pesados son conocidos por ser difíciles de explotar.

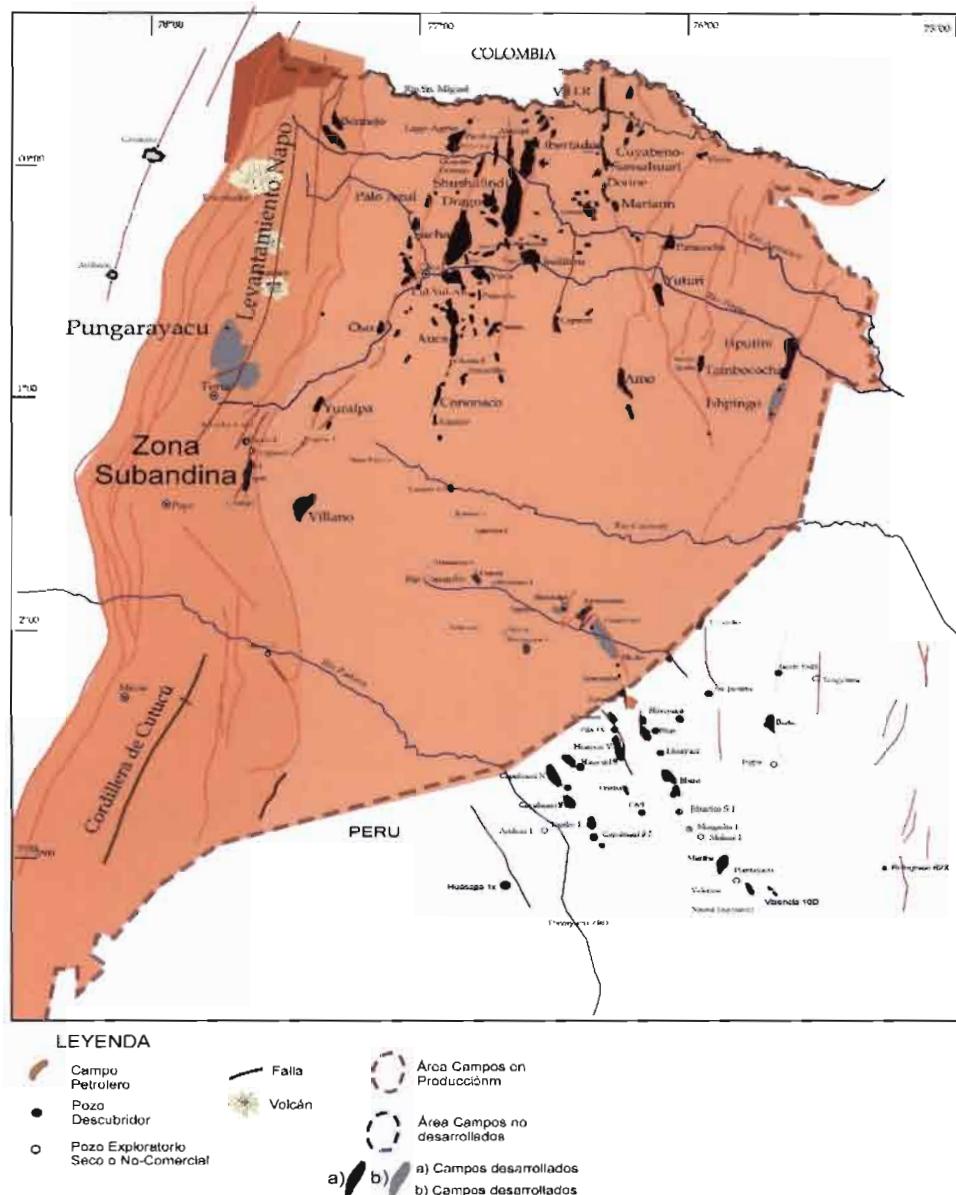


Figura 30. Ubicación del campo Pungarayacu (en gris) en la zona subandina de la cuenca Amazónica ecuatoriana
 Figure 30. Localisation du champ Pungarayacu (gris) dans la zone sous-andine du bassin amazonien Equatorien

Faisabilité de l'exploitation non conventionnelle des hydrocarbures? Le cas des sables bitumineux de Pungarayacu

*Marco V. Rivadeneira
Patrice Baby*

La plupart des champs pétroliers exploités dans le nord de l'Amazonie équatorienne sont parvenus à maturité et leur production est en déclin. Cette tendance se révèle en dépit de l'augmentation de production de certains champs au cours des dernières années grâce à la forte injection de capitaux par des entreprises privées dont le retour sur investissement est calculé par baril produit et qui a servi en particulier pour financer des opérations de forage.

L'extension de la vie productive de ces champs pétroliers est subordonnée à l'applicabilité ou non des nouvelles techniques de récupération, qui dépendent des conditions des gisements et des coûts de mise en œuvre de celles-ci, dans un marché où le prix moyen du brut est en baisse. A l'avenir, les champs pétroliers

du bassin Amazonien auront des coûts de production par baril plus élevés qu'au début de l'ère pétrolière; ces coûts associés au prix du marché à l'international qui pourrait se stabiliser entre 40 et 50 USD/baril, réduisent ainsi les marges de profit pour l'État. Toutefois, ces nouvelles techniques de récupération¹ pourraient permettre d'augmenter les réserves et par conséquent d'accroître la production actuelle (ou au moins de réduire leur décroissance), prolongeant ainsi la vie productive des puits de pétrole. Les champs qu'il reste à exploiter dans le bassin Amazonien équatorien contiennent soit des volumes de réserves faibles, soit ils sont éloignés de l'infrastructure principale, soit les qualités de leur brut rendent leur développement et leur production difficiles.

¹ Comme par exemple la ré-injection d'eaux de formation dans les cas où son applicabilité peut être démontrée.

Un exemple de champs pétrolier de haut potentiel est le champ Pungarayacu. Il se situe dans la zone subandine orientale, au sud de la province de Napo. Il s'étend sur environ 43 km, entre la Cordillère Guacamayos au nord et Puerto Napo au sud et sur une largeur de 16 km, entre la Cordillère royale à l'ouest et de la Cordillère de Galeras à l'est (figure 30). Le nom de Pungarayacu vient des mots en langue kichwa *pungara* = pétrole, *brai* et *yacu* = eau, rivière. Entre la fin des années 70 et le début des années 80, la Corporation d'État du Pétrole en Equateur (CEPE) a réalisé une étude géologique de surface dans cette zone pour évaluer les potentialités de ces réserves. Ensuite, entre 1980 et 1984, 26 puits ont été forés avec des mesures en continu du sous-sol dans l'objectif de compléter l'évaluation des réserves potentielles en hydrocarbures de ce site. C'est un champ de pétrole extra lourd dont le réservoir est constitué de grès de la formation Hollín datant du Crétacé (~100 millions d'années), déposés par les rivières du bassin proto-amazonien à l'époque de la naissance des Andes (Baby *et al.*, 2014). Dans sa partie nord, des concentrations de grès bitumineux et du pétrole brut extralourd de 6 à 10° API² affleurent jusqu'à la surface ou bien sont recouvertes par une fine couche de sol. La gravité API augmente vers le sud jusqu'à dépasser les 10° API dans un puits foré près de Puerto Napo.

Concernant ce champ, il est difficile de savoir quel est le volume du pétrole contenu dans les ré-

serves *stricto sensu* qui puisse être extrait du sous-sol de manière rentable avec les techniques actuelles, selon des études canadiennes (Ivanhoe Energy). Il faudrait mettre en œuvre des projets pilotes pour tester différentes méthodes d'extraction qui, selon les résultats, rendraient l'exploitation possible ou non. En 2013, le Secrétariat d'hydrocarbures de l'Équateur, a estimé la quantité de pétrole brut stocké dans le sous-sol de Pungarayacu à 4500 millions de barils (contre 34 000 millions pour l'ensemble du bassin Oriente).

Le champ Hollín peut être divisé en deux grandes zones en fonction des méthodes potentielles de production susceptibles d'être appliquées:

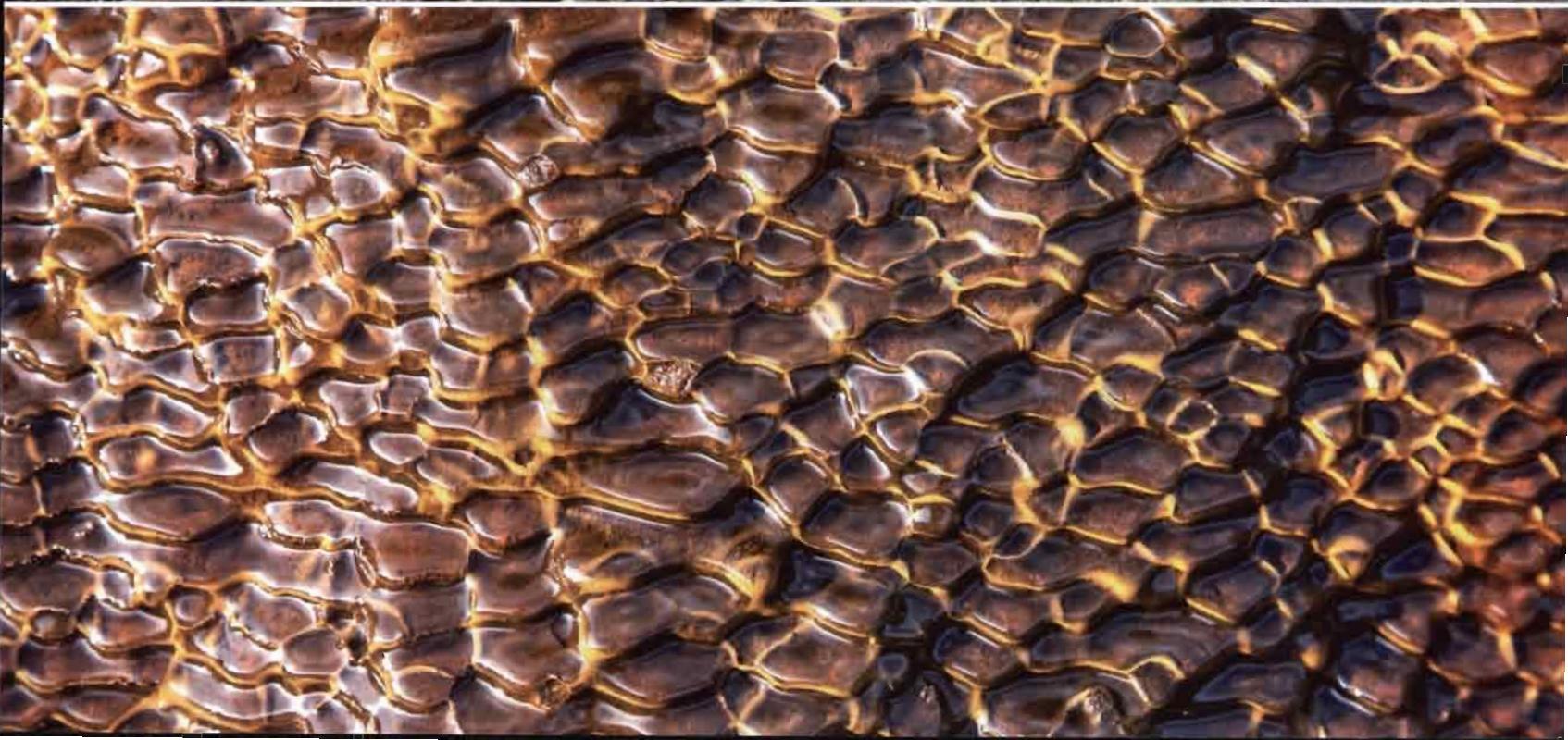
1/ La zone nord/nord-est du champ où des grès bitumineux affleurent en surface ou bien se trouvent à très faible profondeur (moins de 60 m), avec un pétrole brut très lourd et très visqueux, ne peut être exploitée que sous forme de carrières. La mise en œuvre de cette exploitation est peu viable à cause de son impact sur l'environnement et du risque de pollution de l'eau d'un grand nombre de rivières du réseau hydrographique du haut Napo.

2/ La zone sud-ouest du champ, dont la couverture sédimentaire (>100 m) est suffisante, pourrait être exploitée par des méthodes thermiques telle que le SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage - drainage par gravité

2 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 extralourds <10°; les plus lourds étant connus pour la difficulté à les exploiter.

au moyen de vapeur). Cette technique consiste à forer des puits multilatéraux par injection de vapeur qui réchauffe le réservoir et réduit sa viscosité et mobilise ainsi le pétrole brut qui coule vers un autre puits producteur par lequel il est extrait. Cependant, il existe un risque environnemental dû à la grande quantité de failles car-

tographiées dans ce champ qui peuvent rompre la continuité des réservoirs et leur étanchéité. Une partie de la vapeur injectée pourrait donc s'échapper en surface au travers de ces failles, rendant la méthode d'extraction inefficace et pouvant induire un risque important de contamination de l'environnement.



Rivadeneira M.V., Baby Patrice. (2018).

Factibilidad de la explotacion no convencional de los hidrocarburos ? El caso de las arenas bituminosas de Pungarayacu = Faisabilité de l'exploitation non conventionnelle des hydrocarbures ? Le cas des sables bitumineux de Pungaracayu.

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, 273-279.

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