

Camino pedregoso

PARA EL PETRÓLEO

Si bien el sector mantiene su apoyo a la transición, espera señales de claridad y soporte. Revisión a contratos frenados ayudará, pero exploración sigue siendo necesaria.

Daniela Morales Soler
Periodista de Portafolio

Una de las principales banderas del nuevo gobierno es la transición energética justa. Se trata de un objetivo con el cual busca electrificar la economía para reducir el consumo de hidrocarburos. Para lograr esto, el Ministerio de Minas y Energía lanzó un cronograma con el que trabajará el establecimiento de una hoja de ruta que presentará en mayo próximo. De esta forma, el país requeriría menos derivados del petróleo y usaría fuentes renovables no convencionales de energía, cuya contaminación sea menor.

En el marco de esta meta, el Gobierno también ha señalado que, si bien estudia la posibilidad de firmar nuevos contratos de exploración y producción de petróleo, el objetivo primordial es trabajar con los recursos que ya están asignados.

Dentro de los temas que se ponen en la balanza al analizar esta posibilidad, está la importancia fiscal de lo que representa este recurso en las cuentas del país; por ejemplo, en las exportaciones, su aporte al PIB, la inversión extranjera directa y las regalías. Así

mismo, otro factor que tiene un papel importante es la autonomía e independencia energética, cuyo rol ha ganado visibilidad debido a la crisis energética en Europa.

Si bien aún ni el Ministerio, ni la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) o el Ministerio de Hacienda han presentado los resultados de este análisis, la cartera de energía sí anunció que trabaja en otros frentes para aumentar el índice de vida de reservas, tanto de gas como de petróleo, sin que esto signifique la entrega de nuevos bloques para exploración.

Este plan lo han dividido en cuatro ejes, siendo el primero la unificación de cifras de contratos. El Ministerio asegura que la cifra total de contratos firmados hasta el momento asciende a 381, de los cuales 331 son administrados por la ANH; a pesar de ello, señala que está trabajando en establecer si este es el dato correcto.

El segundo punto es identificar los contratos en los cuales hay dificultades que les impidan su desarrollo. Es decir, de esos 331 que tiene la ANH bajo su cobijo, establecer los que no han podido avanzar. De esta forma se llega a los últimos dos puntos. El tercero es establecer una hoja de trabajo para finalmente, y como cuarto punto, acompañar a aquellos que necesiten avanzar.

Las cuentas reales

El resultado de ello es que hay 35 contratos suspendidos en

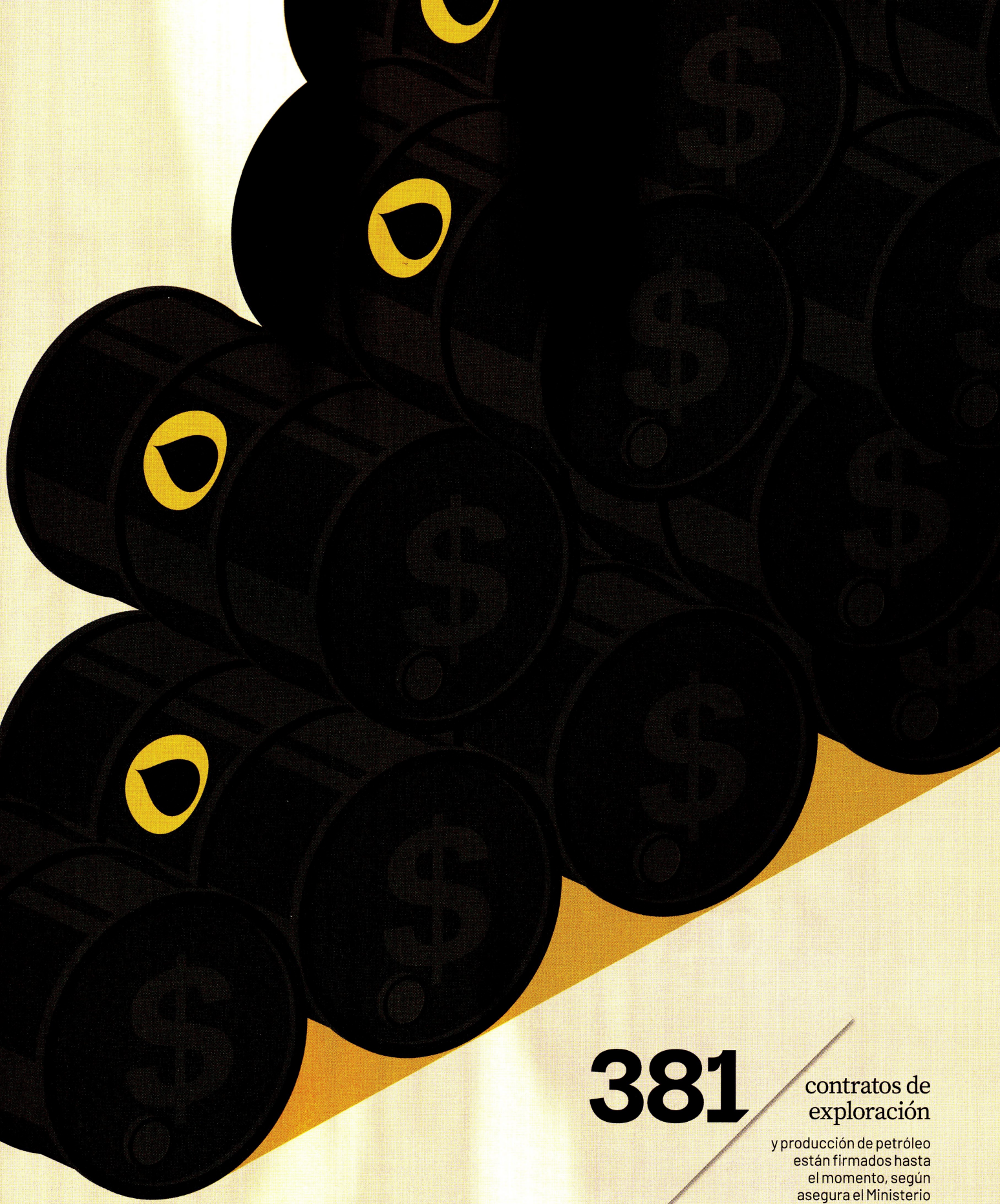
el país, de los cuales en 32 puede intervenir el Ministerio. De ellos, la ministra Irene Vélez aseguró que se habían priorizado 29, “cuya materialidad podría llegar a representar la incorporación de hasta 5,6 veces las reservas probadas de gas comercial en el país”, según la comunicación presentada a los medios.

La industria petrolera recibió la noticia de buena manera. Nelson Castañeda, presidente de Campetrol, asegura que la viabilización de contratos que habían tenido que detenerse era un buen paso hacia mantener la autonomía y seguridad energética.

Pero Orlando Cabrales, CEO de Frontera Energy, es enfático en afirmar que el país necesita nueva contratación. “Tenemos un inventario de contratos, de los cuáles algunos funcionan y

»





381

contratos de
exploración

y producción de petróleo
están firmados hasta
el momento, según
asegura el Ministerio
de Minas y Energía.

« otros no. Simplemente renovemos el inventario y saquemos aquellas áreas que no se pueda viabilizar”, explica. De hecho, a pesar de que es optimista, Castañeda opina que destrabar los contratos es un paso, pero ello no significa que se deba descartar la asignación de nuevas áreas.

Sin embargo, la incertidumbre con respecto a si se darán nuevos bloques exploratorios no es la única dificultad que ha experimentado el sector. El 17 de noviembre pasado, el Congreso de la República aprobó el articulado de la reforma tributaria, la cual depende de forma importante de los recursos provenientes del sector minero energético. Solo para el 2023, el Ministerio de Hacienda espera que se recauden \$11,2 billones por “impuesto al uso del subsuelo”, de los \$19,7 billones que busca.

\$11,2

billones es el recaudo que

el Ministerio de Hacienda espera recibir por concepto del “impuesto al uso del subsuelo” de la última reforma tributaria.

Los petroleros tendrán ahora una sobretasa sobre su impuesto de renta de entre 5% y 15% dependiendo del promedio de precios internacionales del barril de crudo y, de igual manera, no se podrán deducir las regalías del pago de dicho tributo y también tendrá

impactos adicionales con la mayor tributación para dividendos.

La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) afirma que el cálculo que hay en el articulado hace que la sobretasa oscile entre 10% y 15%, por lo que no representaba un alivio, frente a las propuestas anteriores. Adicionalmente, el gremio alerta que el mayor peso tributario también significaba una reducción en las inversiones e incluso comprometía el desarrollo de proyectos que ya están andando, al inviabilizar su operación.

“Estos factores aumentan los costos, disminuirían la capacidad de producción y nos llevarían a una posible pérdida de autosuficiencia energética”, advierte la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet).

Precisamente por esto, los gremios y los empresarios han llamado a que no se ahogue el sector, cuyos aportes son relevantes para el país. Señalan que, si bien es necesaria la transición, el escenario indeseable es necesitar el recurso y no tenerlo. “La energía más cara es la que no se tiene”, enfatiza Luz Stella Murgas, presidente de Naturgás.





Las inversiones en el sector petrolero alcanzaron este año la suma de US\$ 4.000 millones, según datos de la ACP.

Estas situaciones han llevado a que la industria muestre grados de incertidumbre importantes. El más reciente análisis del Barómetro Petrolero, presentado por Arteaga y Asociados, mostraba cómo el porcentaje de empresas que reducirán su operación en el país en los próximos 5 años había aumentado, pasando de 21% en el 2021 a 37% que manifiesta que lo hará en el 2023. El análisis de la firma muestra que los aspectos relacionados con el Gobierno representan 44% de las motivaciones para contraer su operación: 24% responde al cambio de gobierno y 20% a falta de apoyo del mismo.

Si bien las compañías son prudentes con respecto a las afirmaciones de sus datos de inversión, los directivos sí han confirmado que están recalculando sus cifras para el próximo año. Rafael Guzmán, presidente de Hocol, aseguró que estaban en el proceso de análisis para definir su plan de acción el año siguiente, en el que ya están contemplando la mayor tributación. “Estamos en el momento de entender la reforma tributaria y hacer los cálculos de cuáles son los impactos. Obviamente la in-

versión depende de la caja disponible”, apunta.

Francisco José Lloreda, presidente de la ACP, opina que el ambiente de incertidumbre, así como los impactos de la tributaria, están llevando a este tipo de decisiones por parte de las compañías petroleras. Si bien este año las inversiones no fueron de la magnitud que en años pico (como el 2013, cuando se lograron US\$8.000 millones), sí ha mostrado una mejora frente a años pasados y alcanzó US\$4.000 millones.

Cabrales resalta que, si bien están comprometidos con el desarrollo de los proyectos que tienen en el país, sí están analizando ajustes en su plan, “incorporando obviamente el impacto de la reforma tributaria”.

Por esto el sector ha llamado a que el Gobierno dé señales de mayor claridad, para que, al tiempo de la transición energética, se mantenga el desarrollo de una actividad central en la economía. Lloreda concluye que, dependiendo de dichas señales, la inversión puede mejorar en el corto y mediano plazo, aportando de esta forma al desarrollo económico. **P**

CONTRATOS SUSPENDIDOS

Putumayo

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
CAG 6	Fase 0	Frontera
CAG 5	Exploración	Frontera
Ceiba	Exploración	Emerald Energy
CDATI	Evaluación y exploración	Amerisur
Mecaya	Evaluación y exploración	Amerisur
PUT1	Exploración y producción	Gran Tierra
PUT 10	Exploración y producción	Gran Tierra
PUT 31	Exploración y producción	Gran Tierra
PUT 36	Preliminar	Amerisur
PUT 4	Exploración y producción	Gran Tierra
PUT 6	Exploración	Petro Caribbean
PUT 9	Exploración	Amerisur
Sangretoro	Exploración	Canacol
Tacacho	Exploración	Amerisur
Terecay	Exploración	Amerisur

Casanare

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
LLA 22	Exploración y producción	Cepsa
LLA 23	Exploración y producción	Colombia Energy
LLA 36	Exploración	Montecz
LLA 38	Exploración	Parex
LLA 39	Exploración	Sierra Col
LLA52	Exploración	Sierra Col
LLA 70	Exploración	Gran Tierra

Arauca

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
LLA 64	Exploración	Vetra

César

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
La loma	Evaluación	Drummond Energy
VMM 2 adicional	Exploración	ConocoPhillips
VMM 3 adicional	Exploración	ConocoPhillips
VMM 37	Exploración	Exxon

Tolima

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
COR	Exploración	Carrao Energy
Odisea	Exploración	Ecopetrol
Siriri	Exploración y producción	Ecopetrol
VSM 25	Preliminar	Parex

Huila

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
VSM 32	Exploración	Emeral Energy

Antioquia

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
Berrío	Exploración	Colpan Oil and Gas

Meta

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
LLA 1	Exploración	Gran Tierra
Las garzas	Producción	New Energy

Norte de Santander

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
Río de Oro	Producción	Iberoamer. de Hidrocar.

Cundinamarca

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
Talora	Exploración	Petrosouth Energy

La Guajira

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
Tiburón	Exploración	Colpan Oil and Gas

Santander

CONTRATO	ETAPA	OPERADOR
VMM 9	Exploración	Parex

Fuente: ANH