

En julio, el uso de los taladros petroleros se redujo en un 18% anual

Campetrol reveló las cifras, que dan cuenta de la pérdida de 25.675 empleos, entre directos e indirectos, por el freno en la actividad.



Daniela Morales Soler

EL ESTADO de la actividad de exploración y desarrollo de petróleo y gas en el país sigue mostrando señales de preocupación. En julio se reportaron 105 taladros activos en el país, una caída de 18% frente a los 124 que estuvieron operativos durante el mismo mes de 2023.

Sin embargo, este dato muestra una ligera recuperación frente a junio, al haber dos taladros más funcionando. Esta cifra confirma una tendencia de caída en el número de estos equipos trabajando, al ser el menor dato desde febrero de 2021.

La información fue revelada en el Informe de Taladros y Producción de la Cámara Colombiana de Bienes y Servicios de Petróleo, Gas y Energía (Campetrol).

Desde noviembre de 2022 se observa una disminución constante en los equipos de perforación. Entre noviembre de 2022 y julio de 2024, la actividad de taladros experimentó una contracción del 32,3%, lo que implica que 50 taladros, tanto de perforación como de reacondicionamiento, dejaron de operar.

Por tipo de máquina se evidencia que en julio de este año hubo 31 de perforación y 74 corresponden a equipos de reacondicionamiento. En los primeros se identificó una contracción de 24,4% frente al mismo mes del año anterior, mien-

tras que frente a junio se vio un incremento de dos equipos.

Los datos de Campetrol muestran que esto se explica por la finalización de una operación de perforación en Meta. Adicionalmente, se iniciaron tres nuevas operaciones de perforación: una en Boyacá, Sucre, Casanare, respectivamente.

Por su parte, en los de reacondicionamiento la cifra anual cayó 14,9% (13 taladros menos).

“Esta estabilidad en el número de taladros se debió a un equilibrio entre el inicio y la finalización de operaciones de reacondicionamiento. En julio de 2024, iniciaron seis nuevas operaciones: tres en Antioquia, y una en Meta, Boyacá y Putumayo, respectivamente. Paralelamente, también concluyeron seis operaciones: tres en Meta, y una en Santander, Boyacá y Putumayo, respectivamente”, señala el informe.

La proyección de Campetrol es que en los próximos tres meses se mantenga la actividad estable en 106

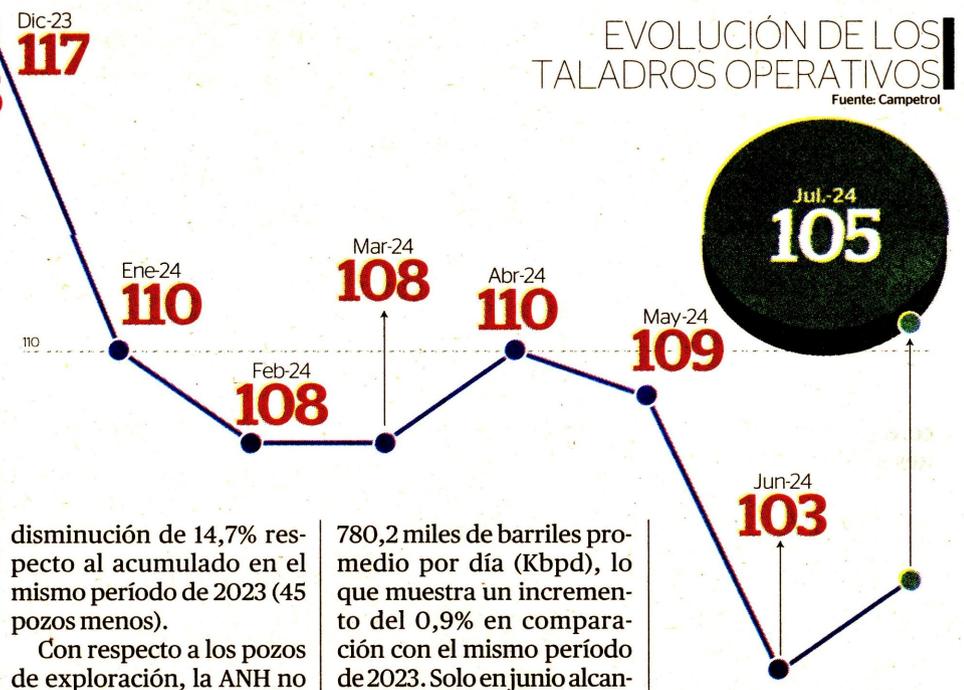
equipos, principalmente de reacondicionamiento.

Una de las preocupaciones que manifestó Campetrol es la estimación de 25.675 empleos perdidos, entre directos e indirectos, por cuenta de la caída en estos equipos.

El informe recoge datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como el número de pozos que se han perforado. El informe refleja que entre enero y junio de 2024 se perforaron 262 pozos de desarrollo, lo que representó una



Es fundamental retomar los proyectos en yacimientos no convencionales que sumarían cerca de 18.000 millones de bpe”.



disminución de 14,7% respecto al acumulado en el mismo período de 2023 (45 pozos menos).

Con respecto a los pozos de exploración, la ANH no ha actualizado los datos.

En el caso de la sísmica, la Agencia reportó que en el primer semestre del año hubo una adquisición de 2.517 kilómetros, lo que refleja un aumento del 158,6% en comparación con el mismo intervalo de 2023 cuando se reportaron 97 kilómetros equivalentes.

PRODUCCIÓN

Los datos de la ANH muestran que durante el primer semestre, la producción de petróleo fue de

780,2 miles de barriles promedio por día (Kbpd), lo que muestra un incremento del 0,9% en comparación con el mismo período de 2023. Solo en junio alcanzó 781,4 Kbpd (+0,5% frente a junio de 2023)

Sin embargo, la tasa mensual muestra una disminución del 0,8%, principalmente por problemas de entorno en el campo Caño Sur Este (Meta), con una caída del 20,4%.

Con respecto a la producción comercializada de gas, en junio esta fue de 974 millones de pies cúbicos promedio día (Mpcd), una contracción de 9,0% respecto al mismo mes del año anterior, y del 1,3% respecto a mayo.

“Es fundamental retomar los proyectos en yacimientos no convencionales (reservas P90), que en total sumarían cerca de 18.000 millones de barriles de petróleo equivalente, los cuales son nueve veces las reservas con las que cuenta actualmente el país y es un potencial que no debería subestimarse para contribuir a la autosuficiencia energética del país”, señaló Nelson Castañeda, presidente ejecutivo de Campetrol. ☞

Terpel ha recibido 26% menos en combustible de aviación

Redacción Portafolio

EN MEDIO de la contingencia que se registró en los últimos días, a raíz de las denuncias por la presunta escasez de combustible para aviones (Jet A1) en varios aeropuertos del país, la distribuidora Terpel le salió al paso a la situación y dijo que “durante 56 años de historia, ha concurrido al mercado de manera íntegra y transparente en todos sus segmentos de negocio”. “Terpel está a disposición de las autoridades competen-

tes para seguir compartiendo toda la información y documentación (como facturas, órdenes de pedido, asignación de la nominación, tiquetes de recibo, cartas, correos electrónicos, etc.) que sea requerida respecto al combustible Jet A1 que se ha solicitado y recibido por parte de Ecopetrol para su distribución, así como el estado de inventarios en plantas y aeropuertos”, indicó.

La distribuidora también contó que, entre junio, julio y lo corrido de agosto, ha recibido 26,3 % me-

nos de la cantidad de Jet A1 que solicitó con antelación a Ecopetrol, “con base en los pedidos hechos por sus clientes, para cubrir el 100 % de necesidades. En efecto, la compañía viene recibiendo menos combustible del solicitado”.

En cifras puntuales, manifestó que pidió 2'286.807 barriles de combustible de aviación, de los cuales solo recibió 1'685.389 barriles de los 1'792.779 que la petrolera le asignó. “De esta cantidad, Terpel distribuyó la totalidad y, además, se vio obligada a hacer

uso de inventarios de seguridad para solventar la demanda”, dijo.

Terpel aseguró que, frente al faltante de barriles, buscó evitar un desabastecimiento de la demanda nacional y, a instancias de Ecopetrol, se plantearon soluciones logísticas, como la importación de 100.000 barriles y la redistribución de los inventarios entre plantas de almacenamiento.

No obstante, la situación se agravó producto de las fallas presentadas en las instalaciones de Reficar el 16 de agosto.