

Bueno, ¡y qué tanto con el petróleo de Venezuela!



Manuel Reyes
 Ingeniería en Minas UNAB

Venezuela posee las mayores reservas probadas de petróleo del mundo, pero en el contexto energético de 2026 su valor depende menos del volumen geológico y más de la capacidad técnica para convertir ese recurso en un barril comercializable. La brecha entre el petróleo “en sitio” y el petróleo “en puerto” define hoy el principal desafío de la industria venezolana.

La producción se concentra en la Faja del Orinoco, donde predominan crudos extrapesados con densidades inferiores a 10° API (American Petroleum Institute, un indicador de comparación contra la densidad del agua que mide 10° API). A diferencia de los crudos livianos de Arabia Saudita (40° API) o Guyana (16° API), el petróleo venezolano presenta una viscosidad extrema, similar a un neumático a todo sol, que impide su transporte sin diluentes o procesos térmicos.

Para su comercialización, se requieren mezclas como el Merey 16 o, idealmente, el uso de mejoradores, plantas de conversión profunda que producen crudo sintético. El deterioro y limitada operatividad de estas instalaciones, sin mantenimiento por varios ciclos de paradas obligatorias, constituye uno de los principales cuellos de botella del sector.

El futuro productivo depende del factor de recobro, actualmente entre 8% y 10%, muy por debajo del 30–40% alcanzado en yacimientos de países como Kuwait. Incrementarlo exige tecnologías de recuperación térmica, como inyección de vapor, fundamentales para reducir la viscosidad del crudo. Sin estas técnicas de recuperación mejorada, gran parte de las reservas permanecerá inmovilizada, a diferencia del shale estadounidense, que ofrece ciclos de producción más cortos y predecibles.

Venezuela ha contado con capital humano altamente especializado en ingeniería pesada y métodos térmicos, formado en universidades como la UCV, LUZ y la UDO. Pero se ha requerido de convenios con empresas para cubrir conocimientos. Sin embargo, persiste un rezago en lo que vendría a ser industria 4.0, ya estándar en regiones como Texas o el Mar del Norte.

La reactivación del sector

requiere inversiones del orden de USD 100.000–120.000 millones. El lifting cost, que es el gasto operativo de extraer y movilizar el crudo desde el yacimiento hasta la superficie, se aproxima a US\$ 20 por barril, frente a US\$ 3–5 en Arabia Saudita, debido al uso de diluentes (hidrocarburo liviano), mantenimiento intensivo y deterioro de la infraestructura. Esta ineficiencia se refleja en la quema masiva de gas, con pérdidas diarias significativas y un alto pasivo ambiental (verificado desde satélites).

A ello se suma una desventaja logística relevante: los envíos a China superan los 45 días de navegación, lo que exige altos estándares de transparencia. Sin embargo, persisten discrepancias entre cifras oficiales y estimaciones independientes basadas en datos satelitales.

Así que no es llegar y tomar el control productivo para usar estas reservas. La viabilidad petrolera de Venezuela no depende tanto de la cantidad de crudo disponible, sino de su capacidad para alcanzar el punto de equilibrio financiero mediante eficiencia térmica, recuperación de infraestructura y una transición hacia una ingeniería de precisión acorde a un mercado que privilegia crudos más limpios y de fácil movilidad. Ni hablar que los procesos de descarbonización a nivel mundial pueden hacer que estos hidrocarburos se vuelvan no deseados y comercialmente censurados, frente a generación no convencional y almacenamiento en base a baterías de litio o hidrógeno verde. Nada fácil.