

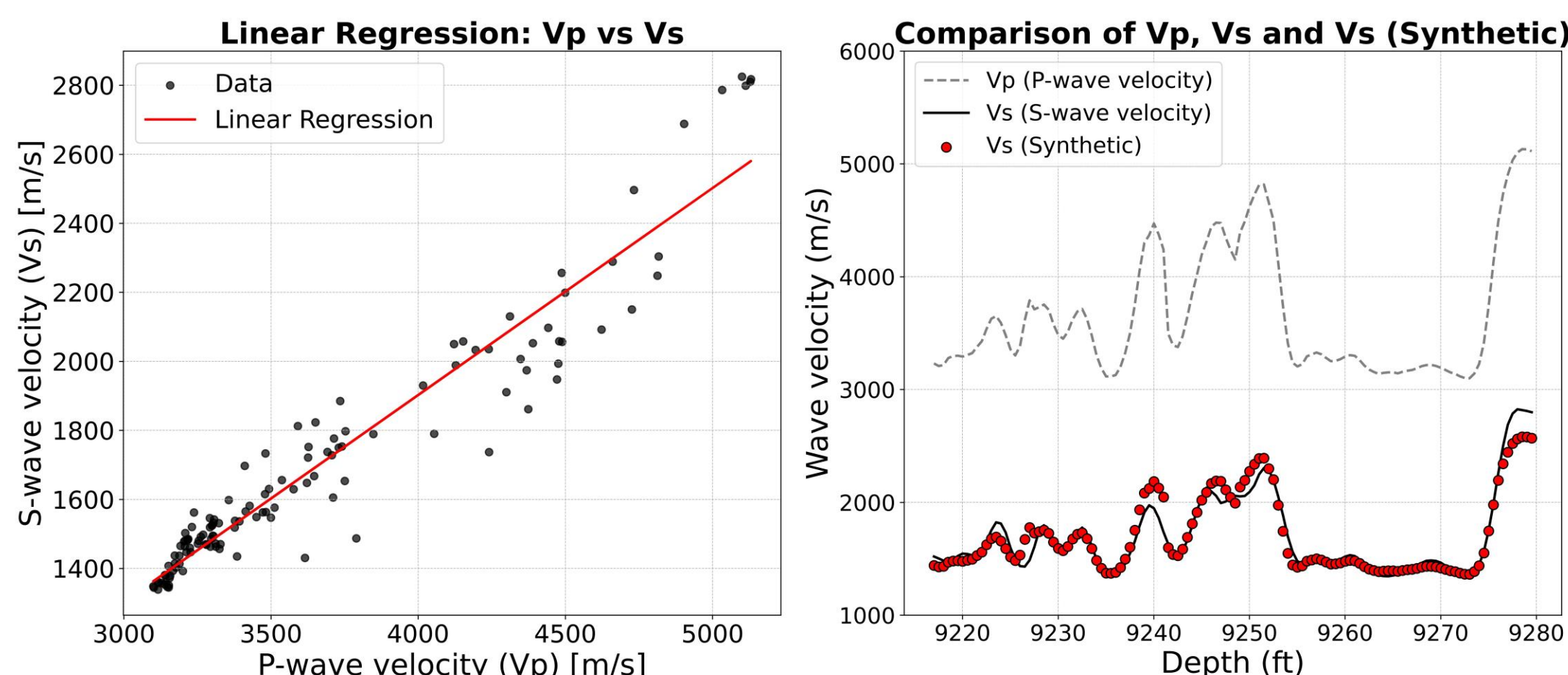
Del registro sísmico a la presión capilar: una nueva ruta para caracterizar reservorios.

PROBLEMA

Caracterizar la presión capilar es fundamental para entender el comportamiento de los fluidos en el reservorio; sin embargo, los métodos convencionales dependen de núcleos, ensayos costosos y modelos empíricos que no siempre representan de forma única la geometría real del espacio poroso.

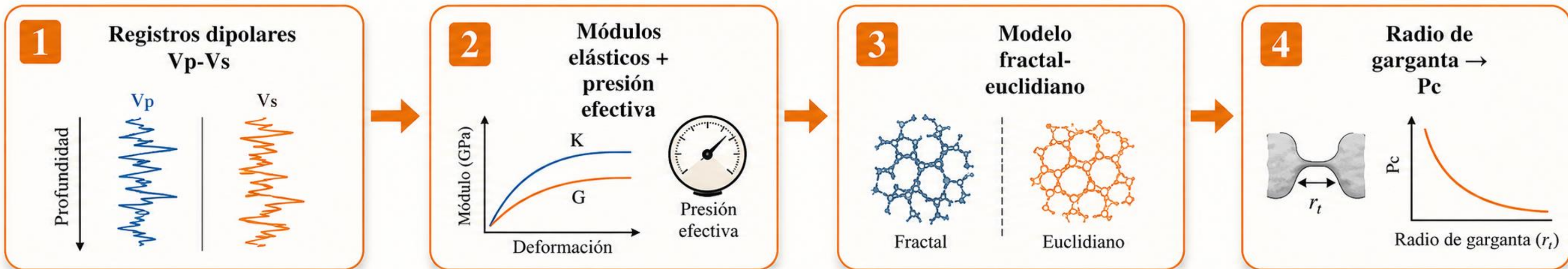
OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un modelo matemático que genere curvas sintéticas de presión capilar a partir de registros sísmicos dipolares, integrando propiedades elásticas y geometría fractal del espacio poroso.

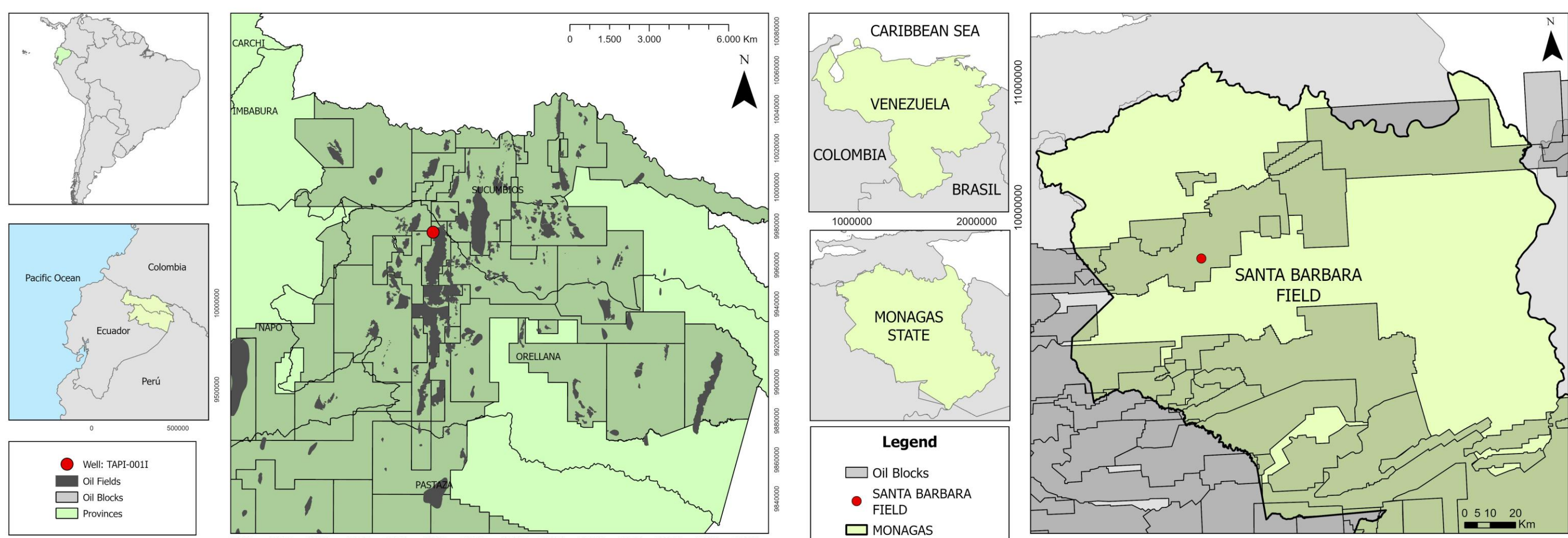


PROPUESTA

Flujo metodológico resumido



Áreas de validación



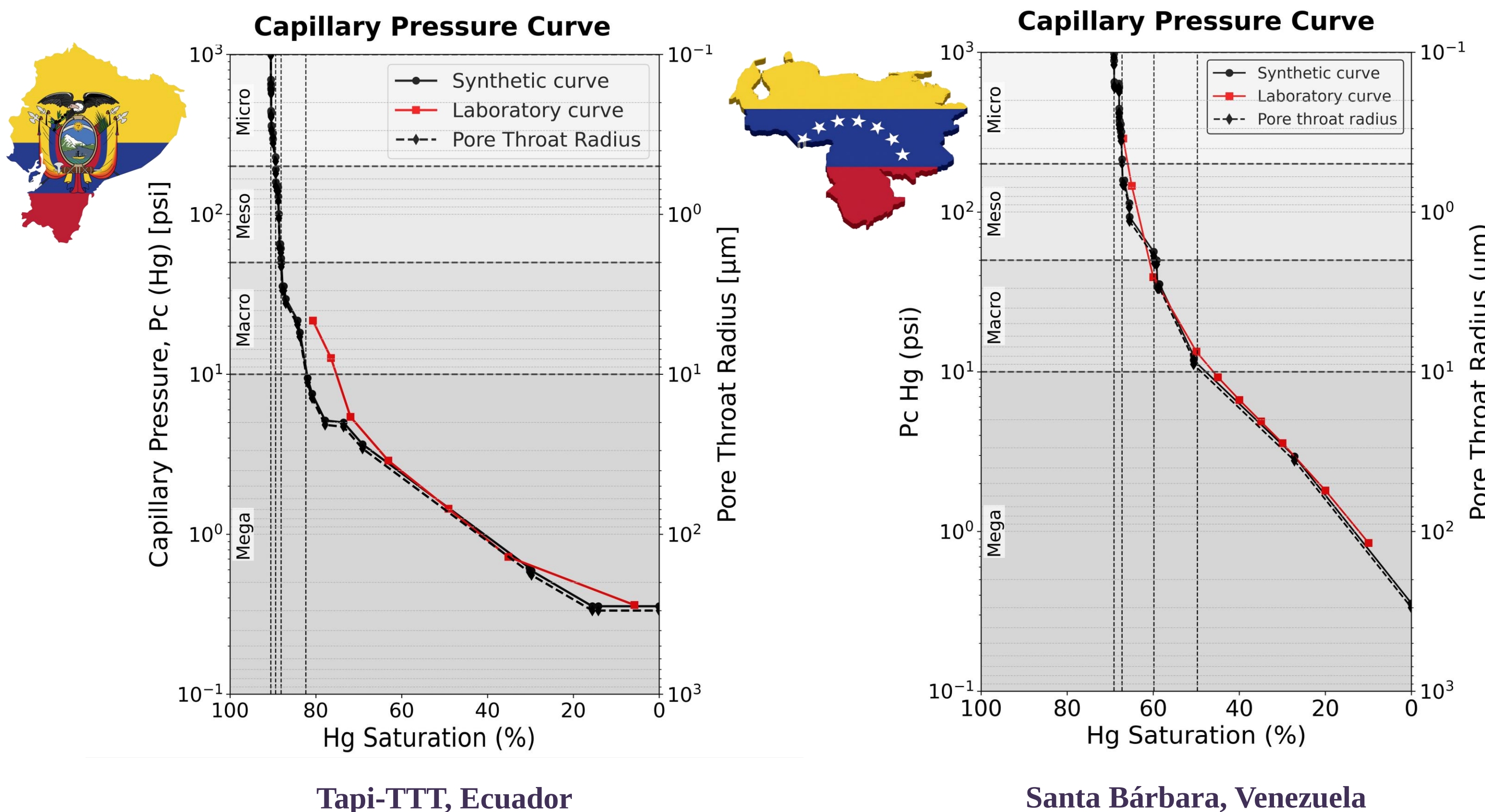
Tapi-TTT, Ecuador

Santa Bárbara, Venezuela

- Se construyó un modelo matemático que integra registros sísmicos, densidad, porosidad, saturación y presión efectiva.
- Mediante elementos de contorno, se simuló la deformación del espacio poroso y se transformó su distribución fractal-euclidiana en radios de garganta para generar curvas sintéticas.

RESULTADOS

- Las curvas sintéticas reprodujeron la forma y trayectoria de las curvas capilares de laboratorio.
- En Tapi-TTT (Ecuador), aun con registros sintéticos, la desviación fue menor a 10 psi.
- En Santa Bárbara (Venezuela), con registros completos, el ajuste fue más cercano al laboratorio.
- El error máximo del modelo es aproximado al 3%.



Tapi-TTT, Ecuador

Santa Bárbara, Venezuela

CONCLUSIONES

- El modelo genera curvas de presión capilar sintéticas desde registros sísmicos y de propiedades petrofísicas reduciendo la dependencia de núcleos y ensayos de laboratorio.
- La combinación de poros fractales y euclidianos restringe la no unicidad y entrega una topología físicamente consistente
- El modelo ofrece una herramienta eficiente, replicable y de bajo costo para mejorar la caracterización de reservorios con datos limitados.

RECONOCIMIENTOS

- El desarrollo de esta investigación contó con el soporte técnico y los datos proporcionados por Petroecuador EP, el equipo de caracterización de reservorios de INTEVEP y el equipo de estudios integrados Santa Bárbara.

