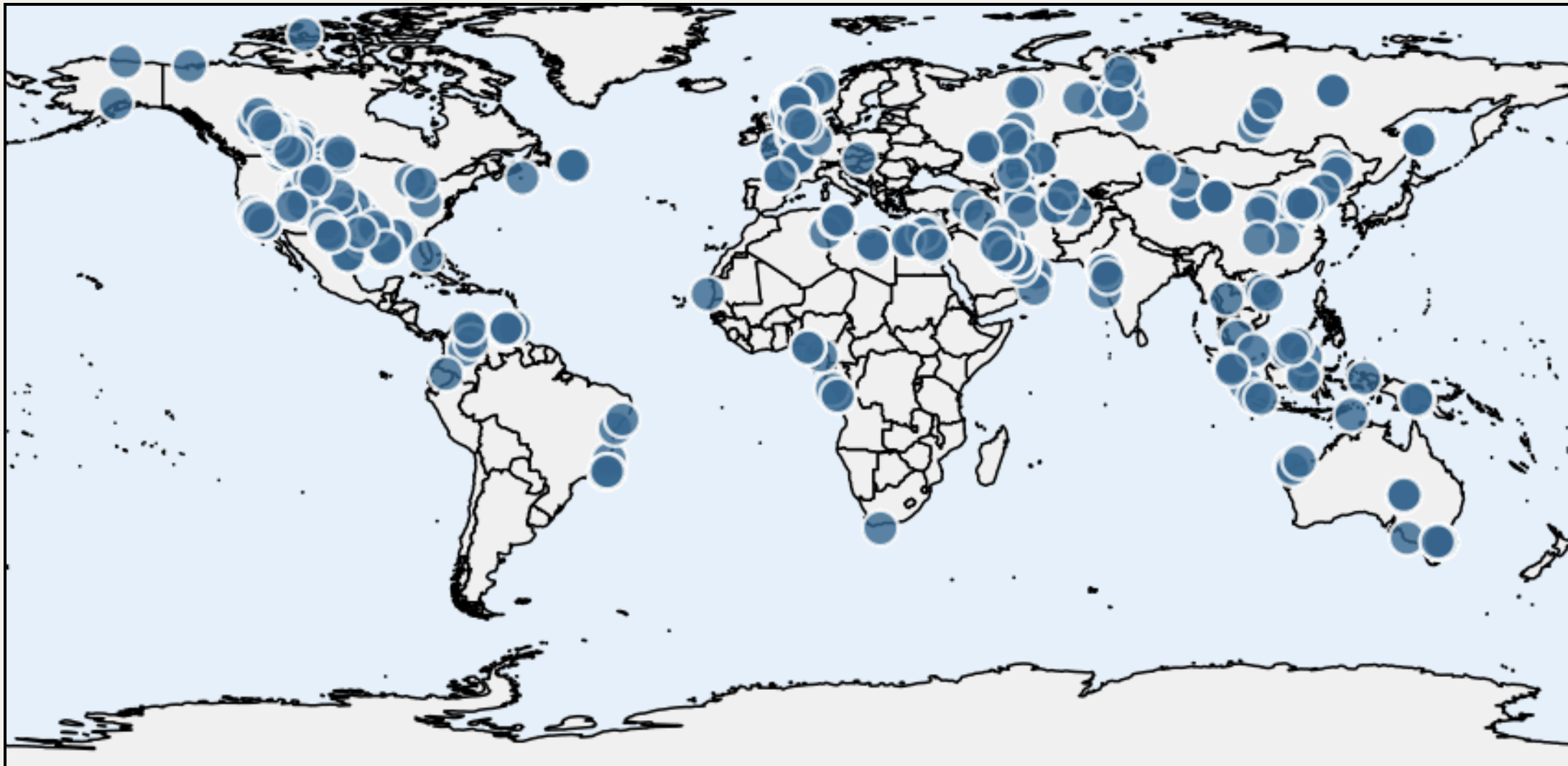


De la roca al hidrocarburo: ¿dónde hacer un pozo?



Ubicación geográfica de los yacimientos analizados, elaboración propia.

Presentan:

- Bruno Inguanzo
- Emanuel Pinasco
- Javier Valdez
- Matías Vergara

Industria del Oil & Gas

↑ 2-3%

(demanda de petróleo 2025)

↑ 35mil M m³

(demanda de GN 2025)

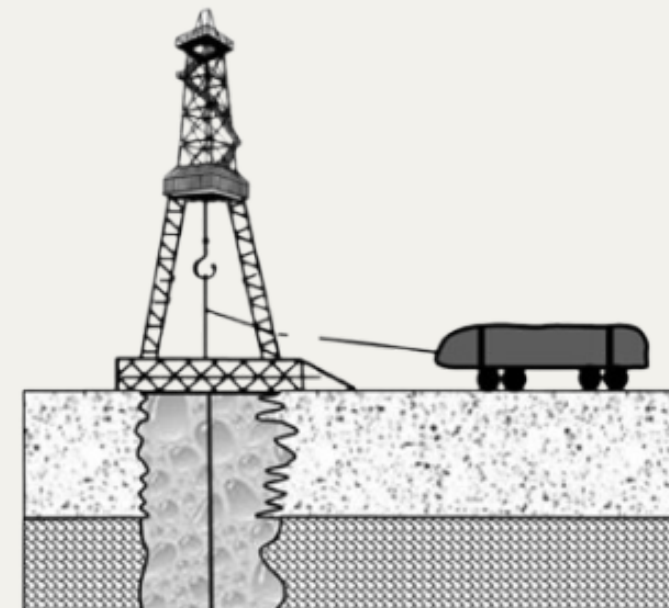
↓ 64 plataformas

(en América del Norte)

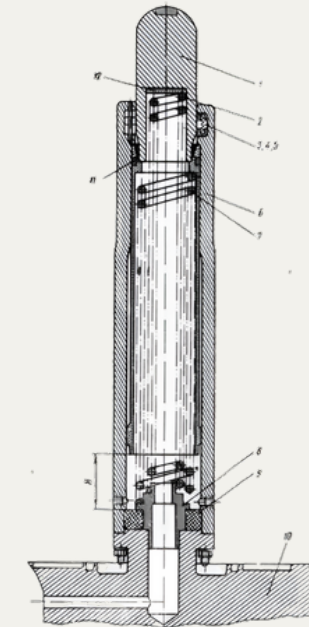
↓ 51% producción

(en Vaca Muerta)

Registros del pozo



Muestras del núcleo



40% del costo total

¿Se puede modelar?

**¿Qué variables geológicas predicen una
mayor/menor capacidad de
almacenamiento de hidrocarburos?**

Dataset

(442 filas, 20 variables) **→** (407 filas, 8 variables)
ANTES DESPUES

Variables Numéricas

latitud	longitud	profundidad [km]	espesor_bruto [km]	espesor_neto [km]	porosidad [%]	permeabilidad [mD]
-38,4 : 76,4	-151,6 : 148,41	0,07 : 6,06	0,006 : 3,810	0,0006 : 0,79	1,1 : 35	0,01 : 2000

Variables Categóricas

campo	unidad_reservorio	pais	region	cuenca	periodo_geologico	operadora
tipo_hidrocarburo	estructura_geologica	regimen_tectonico	litologia	estado_reservorio		

■ Variable target ■ Variables de interés

Limpieza y tratamiento de datos

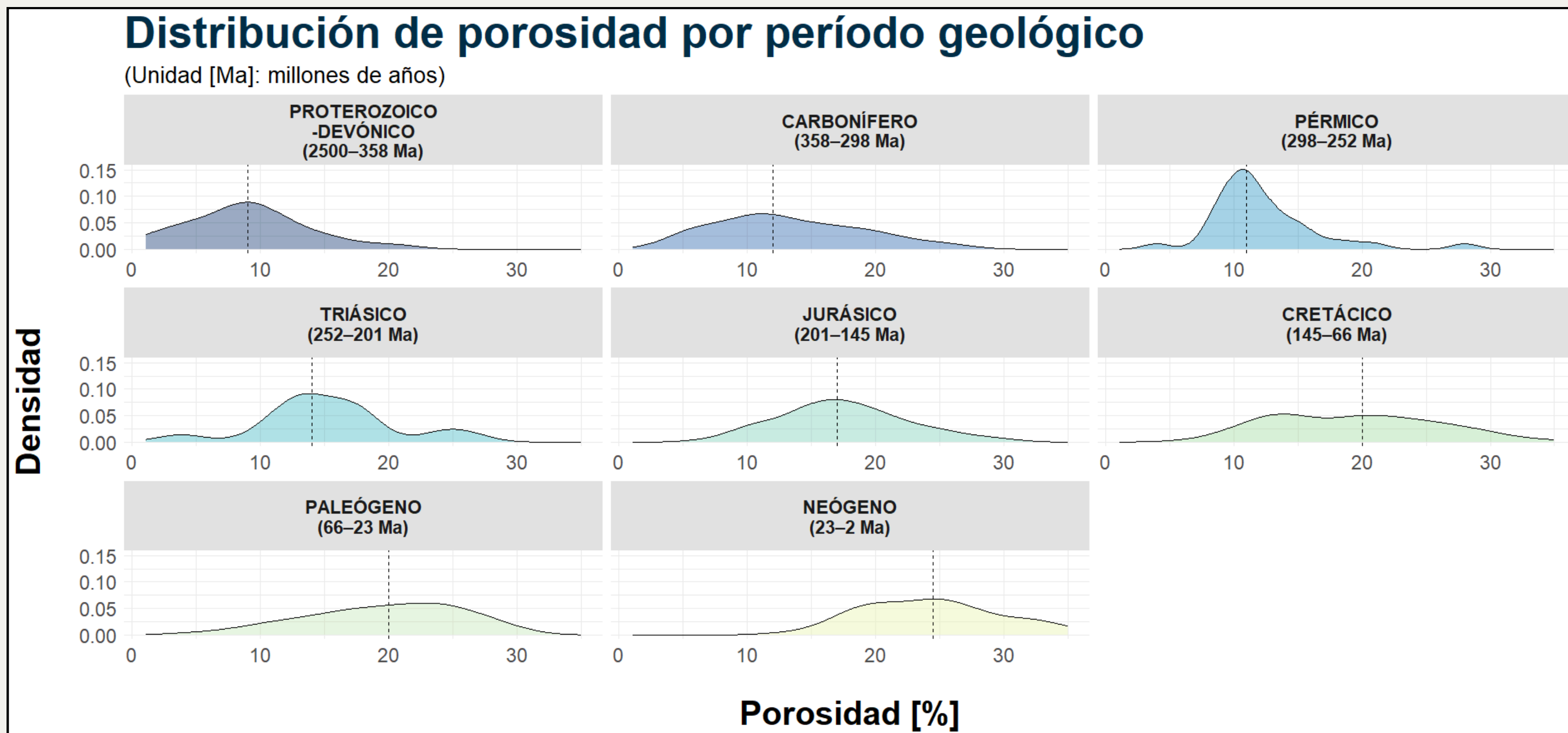
Reducción de categorías:

- **Litología** | **17 cats.** → **4 cats.**
- **Período geológico** | **28 cats.** → **8 cats.**
 - Criterio cronológico
- **Régimen tectónico** | **61 cats.** → **3 cats.**
 - Agrupado por interacciones entre placas.

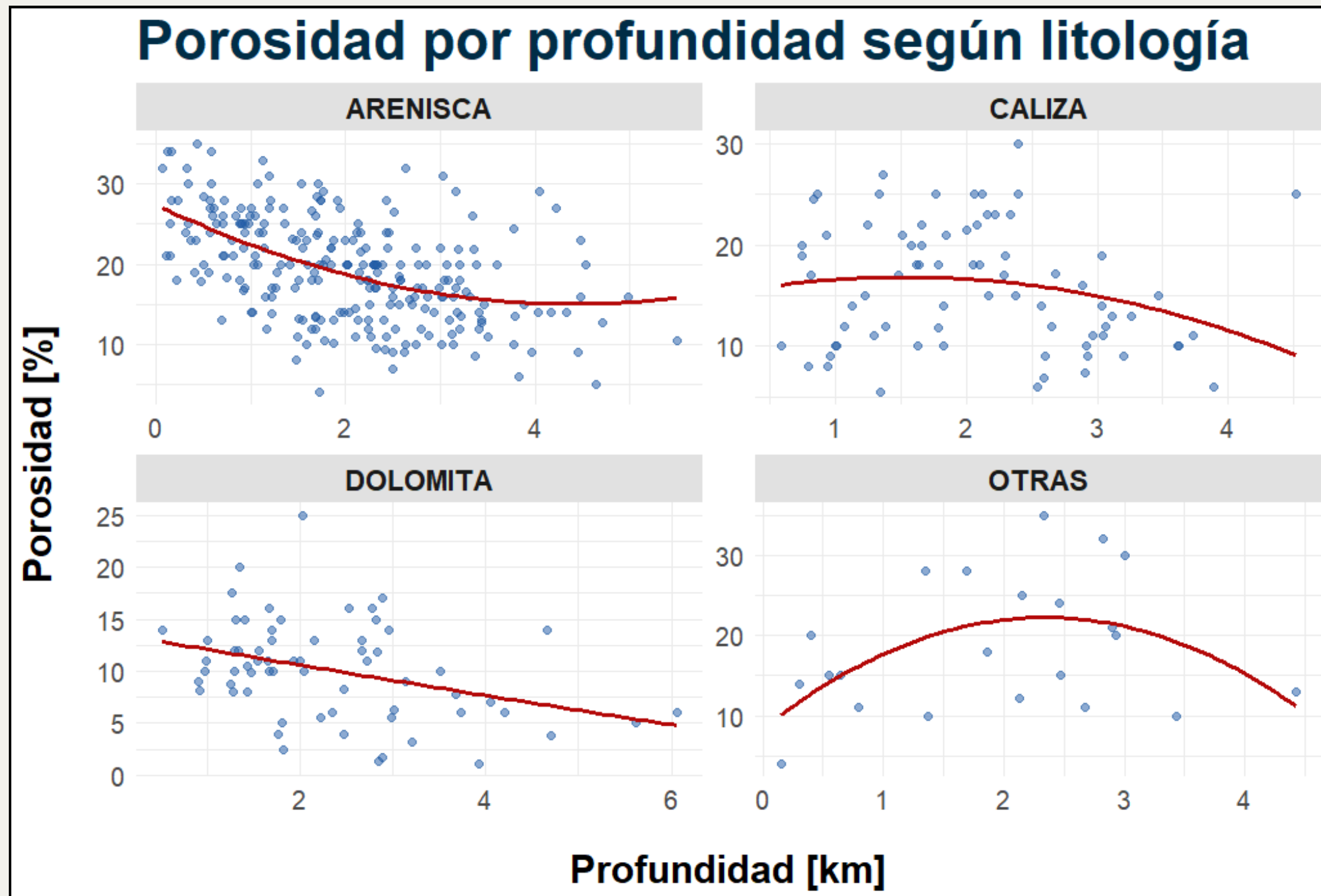
Depuración de datos:

- Exclusión de **inconsistencias** (espesor neto > espesor bruto).
- **Outliers** de **porosidad** (rango normal: 0%-30%).
- Valores extremos de **permeabilidad** (> Percentil 95).

Análisis Exploratorio



Períodos más tardíos están más sesgados a la izquierda



Arenisca:

- Correlación negativa:
+ profundidad, - porosidad.

Caliza:

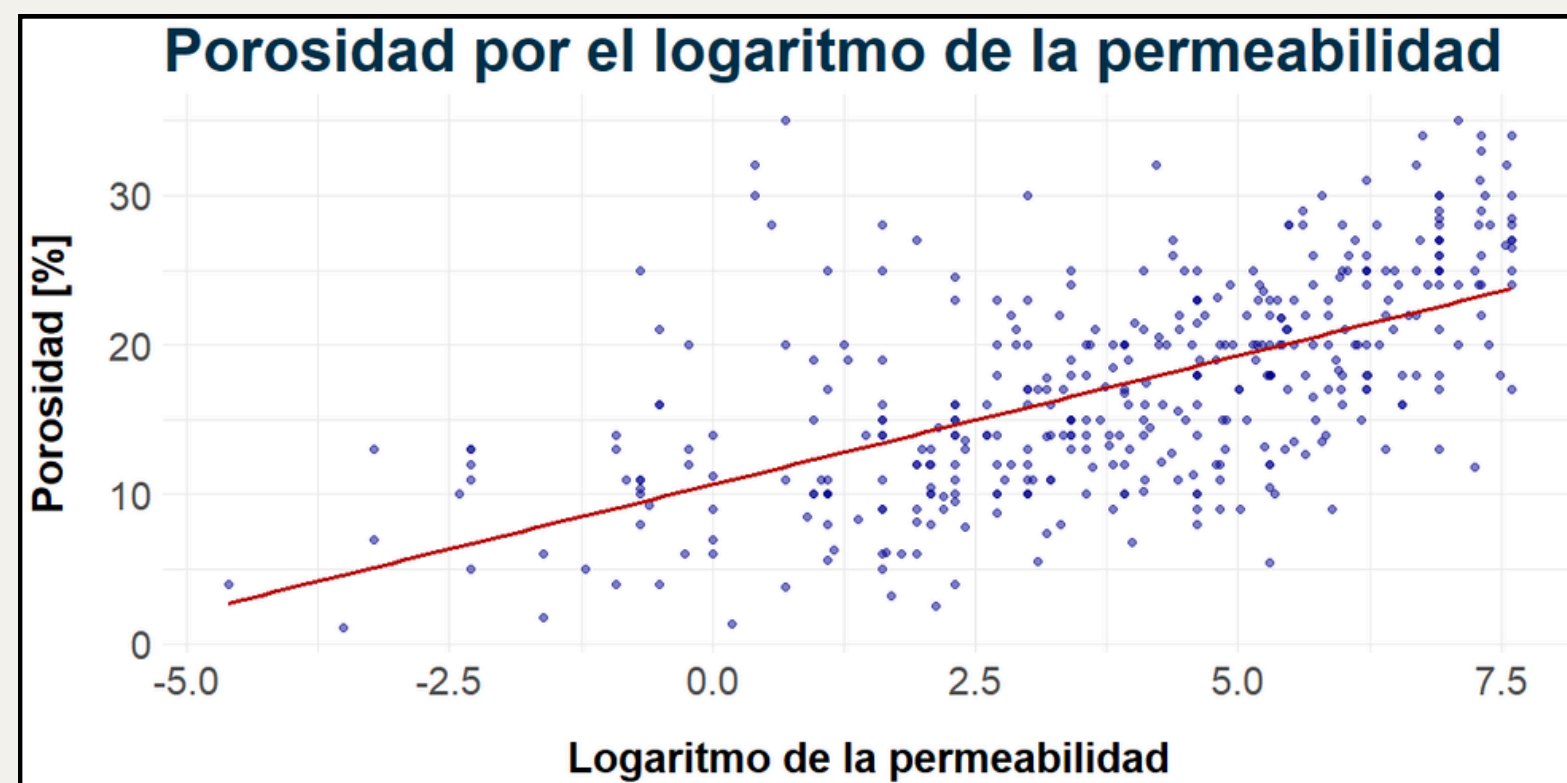
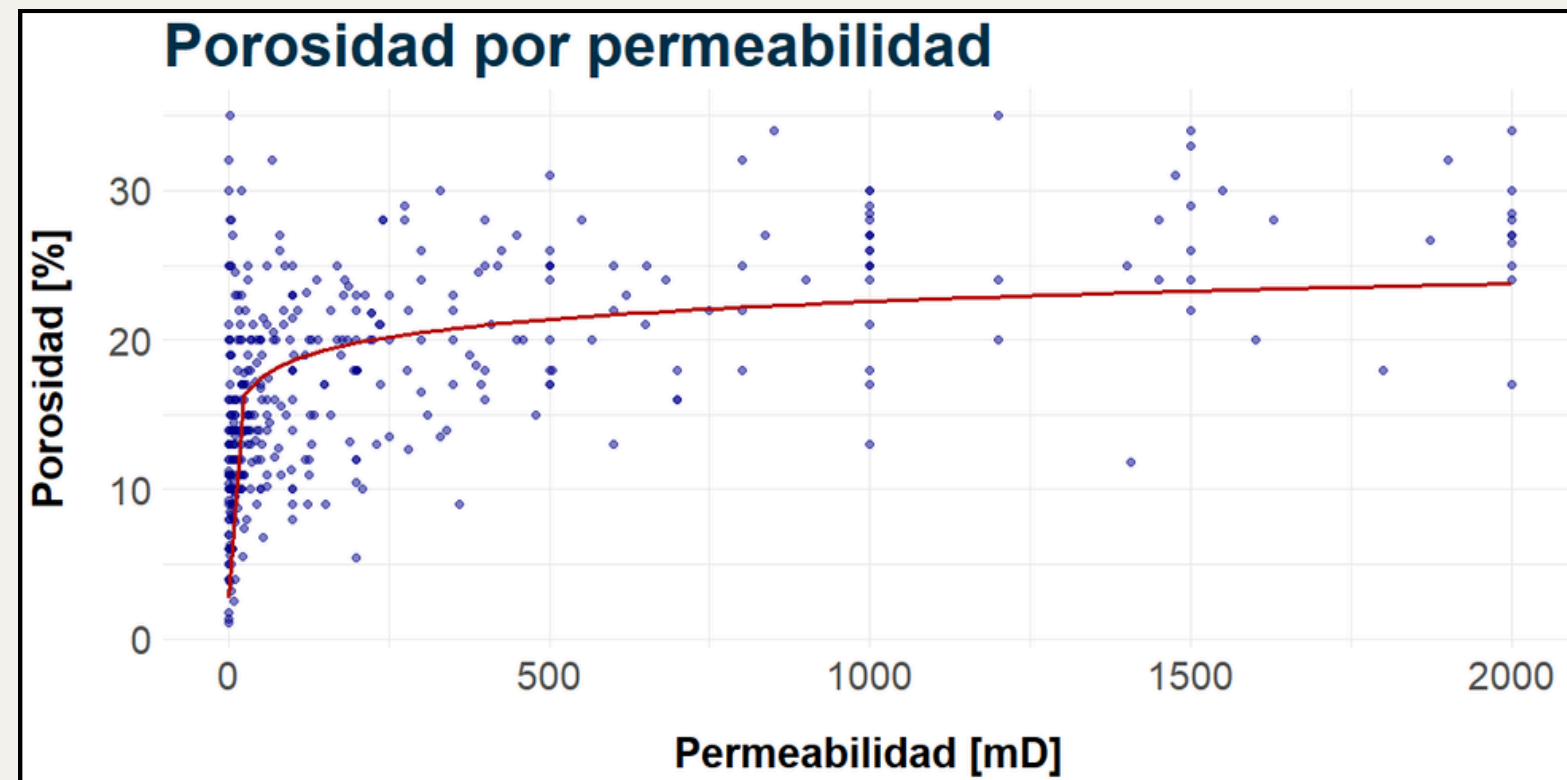
- Concavidad negativa

Dolomita:

- Correlación negativa más marcada
- Valores bajos de porosidad

Otras:

- Más dispersión



- A mayor **PERMEABILIDAD**, la porosidad **crece más lento**.

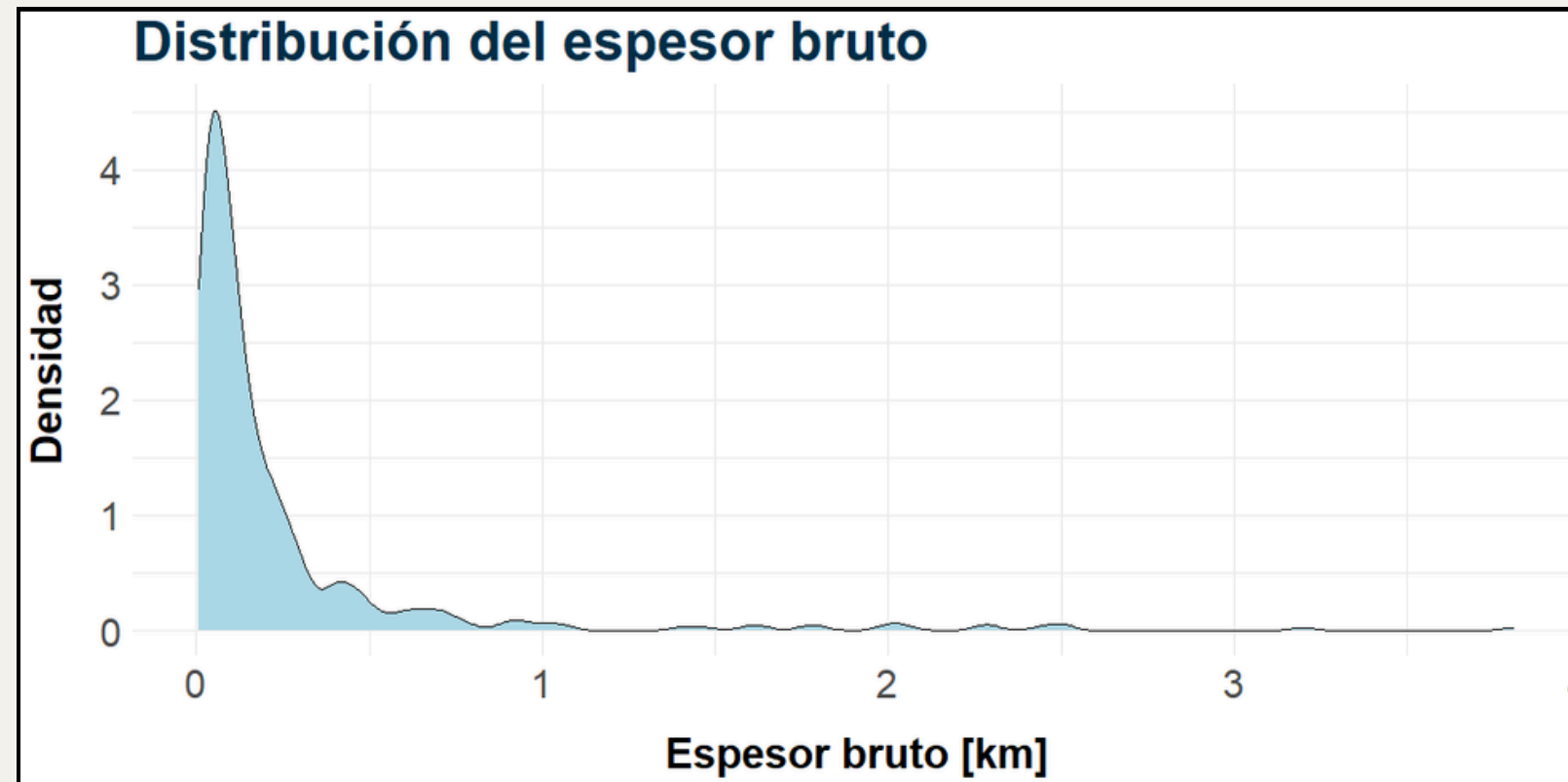
permeabilidad



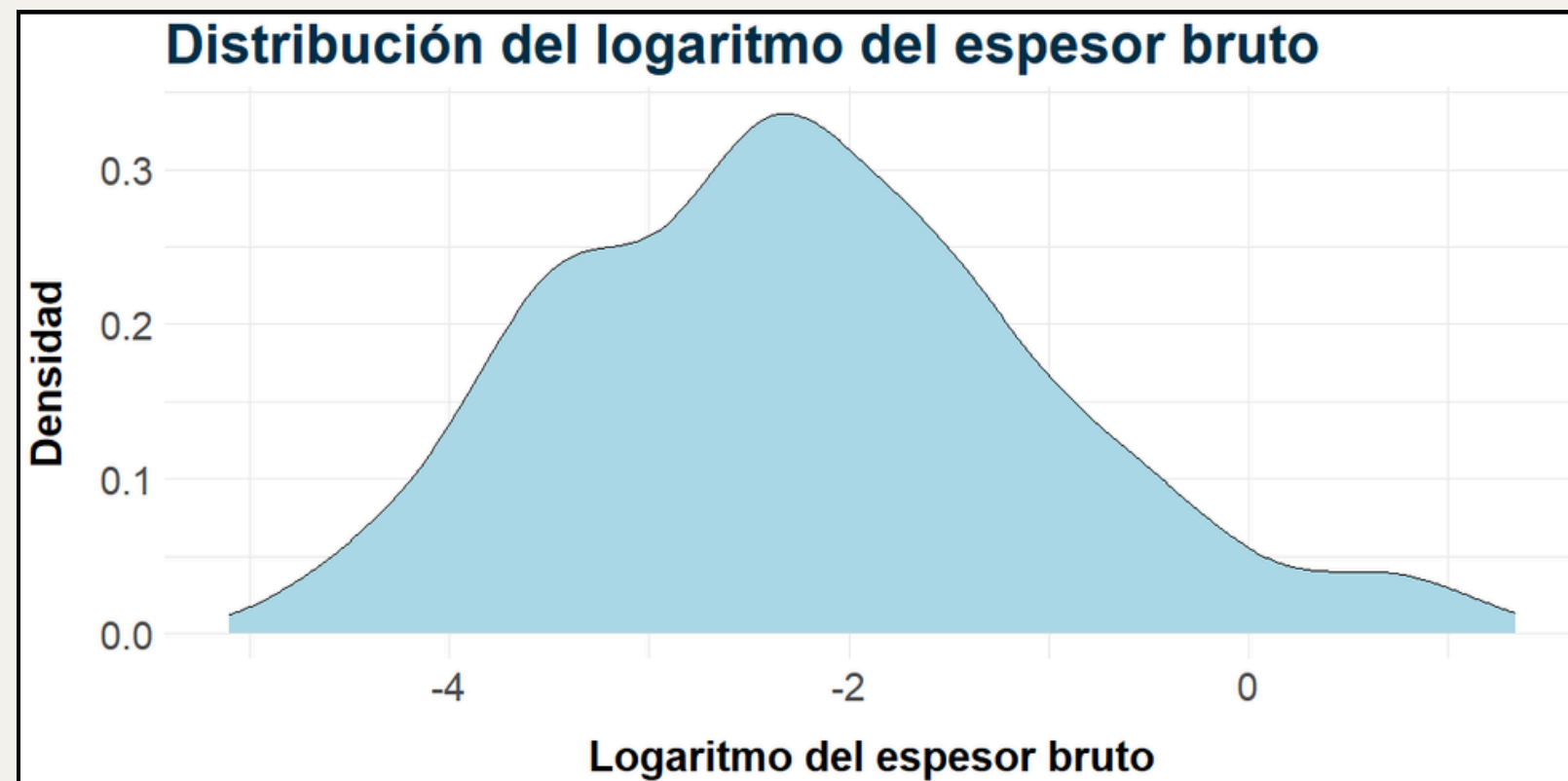
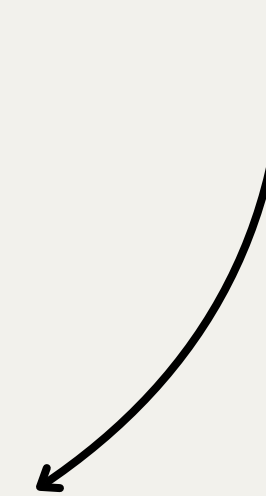
$\log(\text{permeabilidad})$



relación más
clara

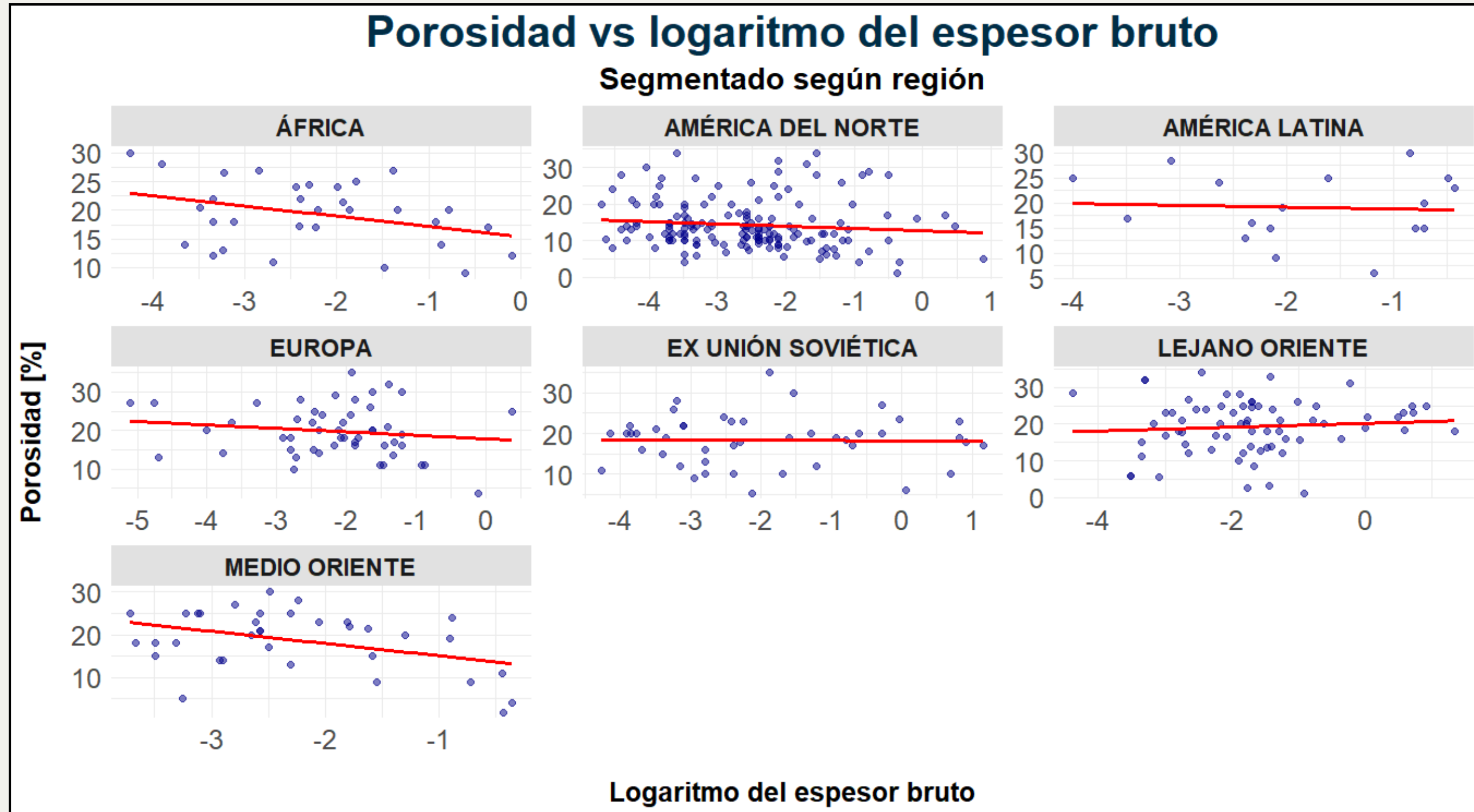


- Fuerte sesgo a derecha
- Valores atípicos muy altos



Logaritmo

- Estabiliza varianza
- Reduce la influencia de valores extremos
- Objetivo: regresión lineal



Con distintas inclinaciones, se observa una correlación negativa

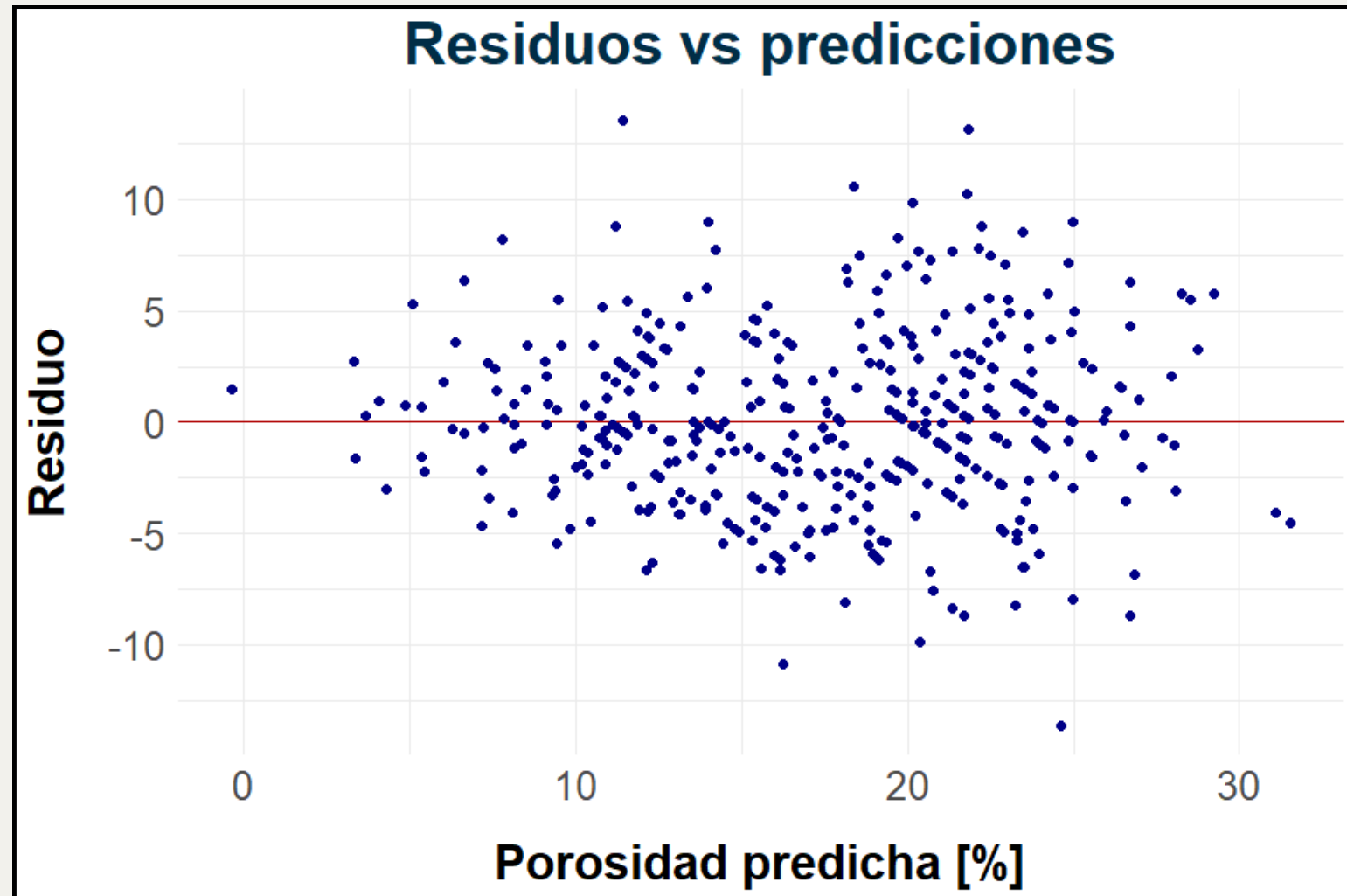
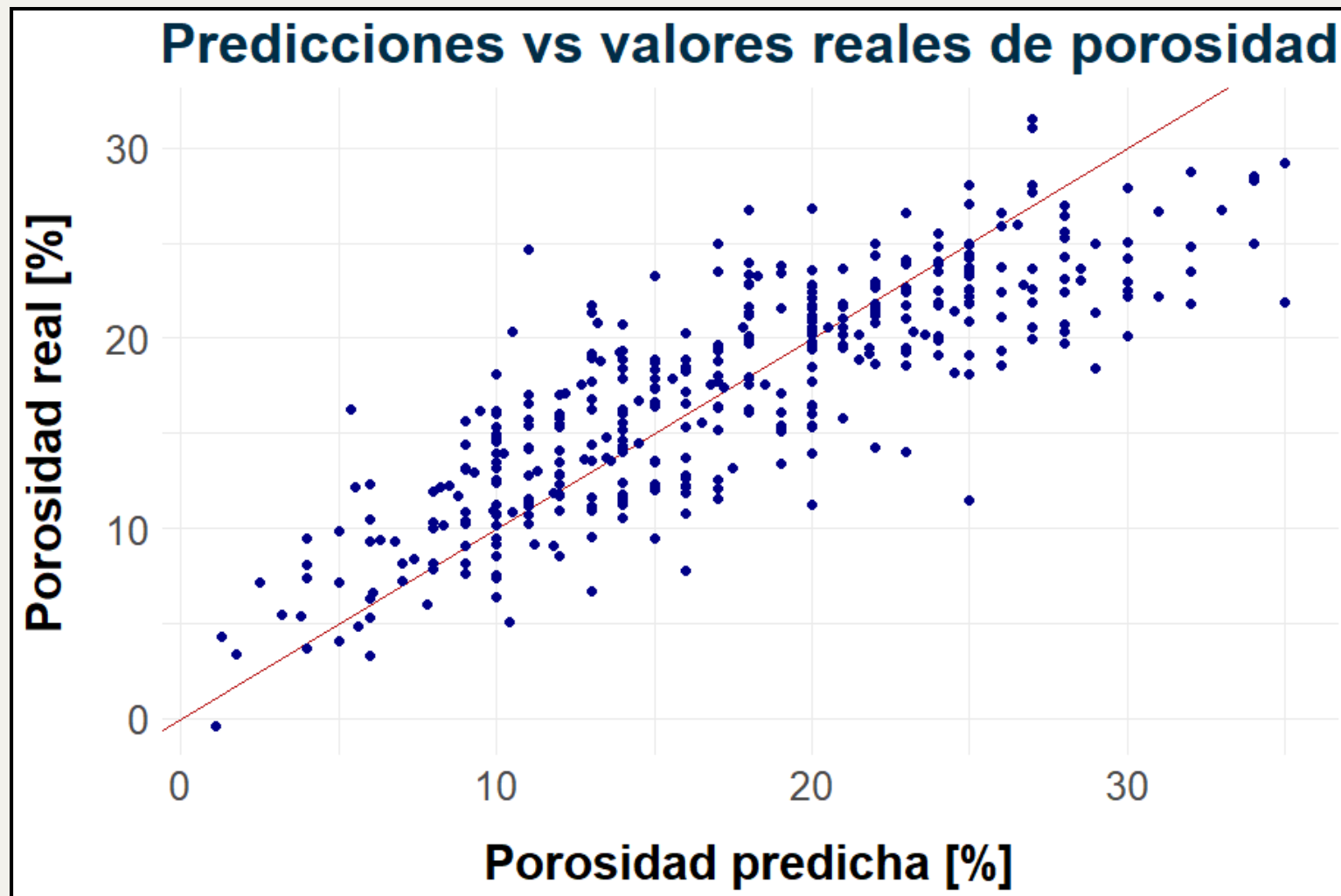
Análisis Profundo

Modelo lineal de porosidad

$$\text{Porosidad} = \text{Profundidad} * \text{Litología} + \text{Log(Espesor bruto)} * \text{Región} + \text{Log(Permeabilidad)} + \text{Litología} + \text{Período geológico}$$

Régimen tectónico **Poly(Profundidad, 2)**

$R^2: 0.7$ | $RSE: \pm 4\%$



Modelo lineal de porosidad

Porosidad

=

Profundidad * Litología

+

Log(Espesor bruto) * Región

+

Log(Permeabilidad)

+

Litología

+

Período geológico

Litología	Pendiente Porosidad vs Profundidad	Intercepto
Arenisca	-1.9%/km ***	11% ***
Dolomita	-0.9%/km .	6.9% **
Caliza	-0.2%/km	5.8% ***
Otras	2%/km **	6.5% *

Modelo lineal de porosidad

$$\text{Porosidad} = \text{Profundidad} * \text{Litología} + \text{Log(Espesor bruto)} * \text{Región} + \text{Log(Permeabilidad)} + \text{Litología} + \text{Período geológico}$$

País	Pendiente Porosidad vs Log(Espesor bruto)
Europa	-1.5% ***
Medio Oriente	-2% ***
Ex Unión Soviética	-0.7% *

A mayor espesor, mayor **cementación** y **cambio de litología vertical**.

Medio Oriente presenta una mayor **diagénesis**.

Modelo lineal de porosidad

Porosidad

=

Profundidad * Litología

+

Log(Espesor bruto) * Región

+

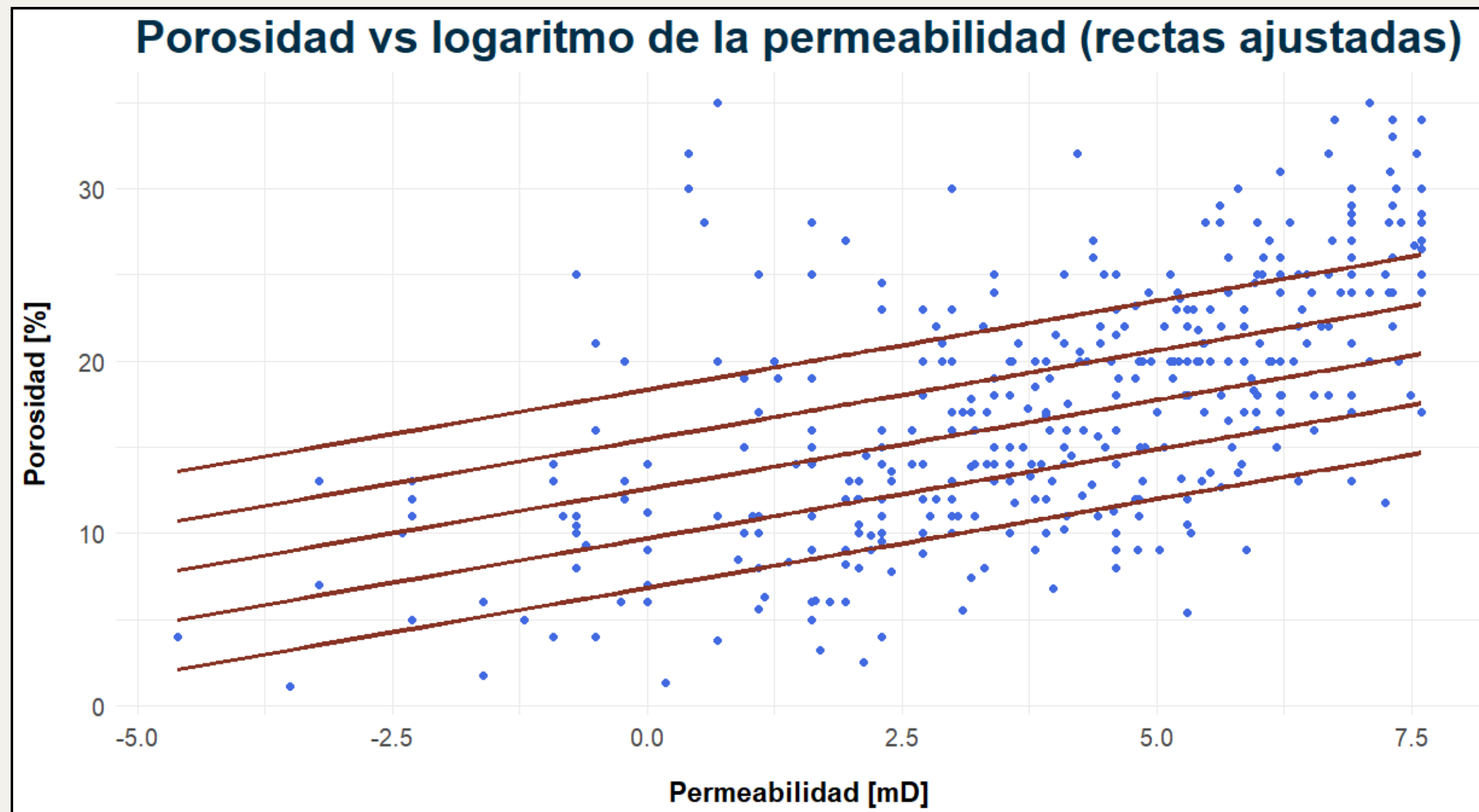
Log(Permeabilidad)

+

Litología

+

Período geológico



En promedio, por cada **unidad logarítmica de permeabilidad**, aumenta **1% la porosidad**.

Modelo lineal de porosidad

Porosidad

=

Profundidad * Litología

+

Log(Espesor bruto) * Región

+

Log(Permeabilidad)

+

Litología

+

Período geológico

Período geológico	Intercepto
Proterozoico-Devónico (2500-358 Ma)	11% ***
Carbonífero (358-298 Ma)	15% ***
Pérmico (298-252 Ma)	14% **
Triásico (252-201 Ma)	13%

Período geológico	Intercepto
Jurásico (201-145 Ma)	16% ***
Cretácico (145-66 Ma)	18% ***
Paleógeno (66-23 Ma)	18.5% ***
Neógeno (23-2 Ma)	21.5% ***

A *mayor antigüedad* hay, en promedio, una *menor porosidad*.

Conclusiones

Existen variables geológicas que predicen una mayor/menor capacidad de almacenamiento de hidrocarburos.

Porosidad:

- ↓ ↓ con espesor bruto (relación atenuada en extremos) y profundidad.
- ↑ ↑ con permeabilidad (relación casi 1:1).
- ↑ ↑ en areniscas y unidades más jóvenes.

Relevancia:

- Logs históricos y pruebas de campo permiten estimar calidad con confianza.
- Reservorios profundos o antiguos requieren estrategias específicas.

Futuro:

- Mejorar balance de categorías.
- Aumentar el número de observaciones.
- Incluir otras variables: presión, temperatura, facies, trampas geológicas.
- Modelar nuevos índices de calidad.

¡Muchas gracias por su atención!

¿Preguntas?

brunoinguanzo14@gmail.com

javiervaldez145@gmail.com

pinascoemanuel@gmail.com

mavergaravencio@estudiantes.unsam.edu.ar