



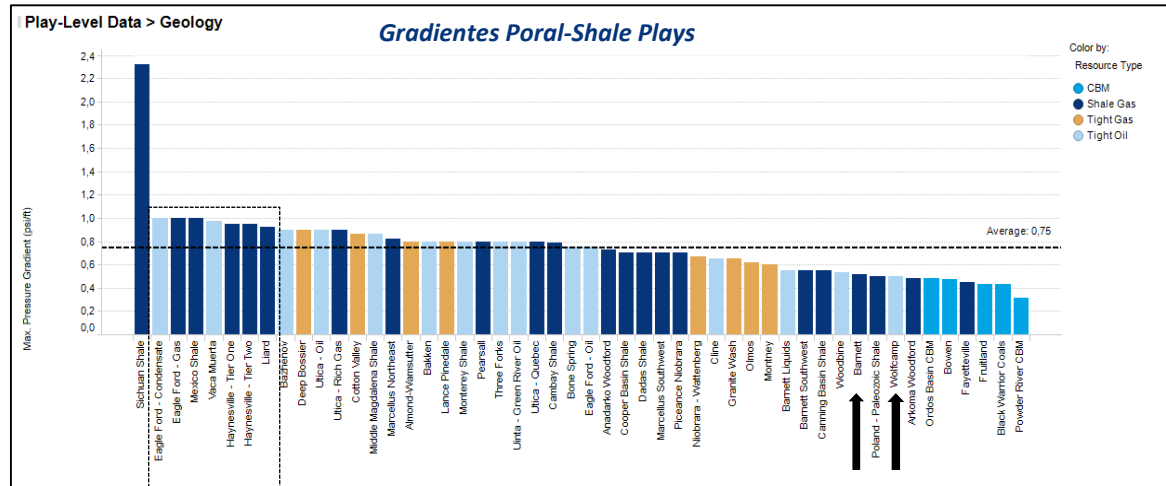
# Drawdown óptimo para pozos de alta performance en Vaca Muerta

- Presentador: Loreta Schenkel, YPF



## Contexto

- Vaca Muerta es Play alto gradiente de presión poral.
- Bajo ese escenario el draw-down management ha demostrado tener un impacto en la recuperación final , en plays análogos en Estados Unidos (Haynesville, Eagle Ford),
- En plays de bajo gradiente como ser Permian / Barnett no se utiliza política de draw-down.



Datos Extraídos Base de Datos Wood Mackenzie

## Efecto

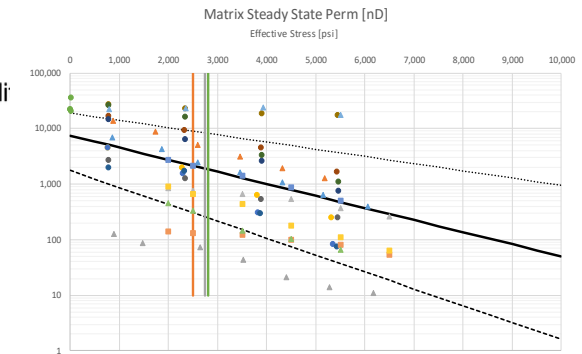
### Perdida de Permeabilidad en la matriz

$$k = k_0 e^{-C_m \sigma_{eff}}$$

$C_m$  is often interpreted as pore compressibility

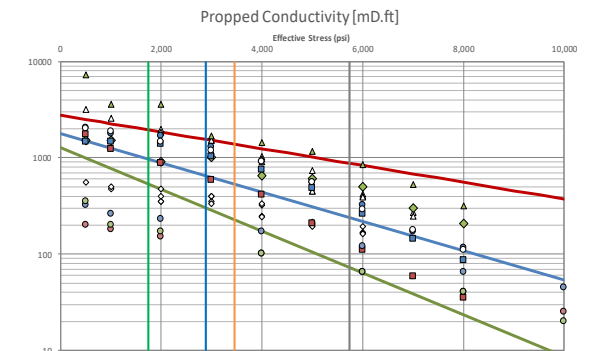
Modified (Biot) effective stress

$$\sigma_{eff} = P_c - \chi P_p$$



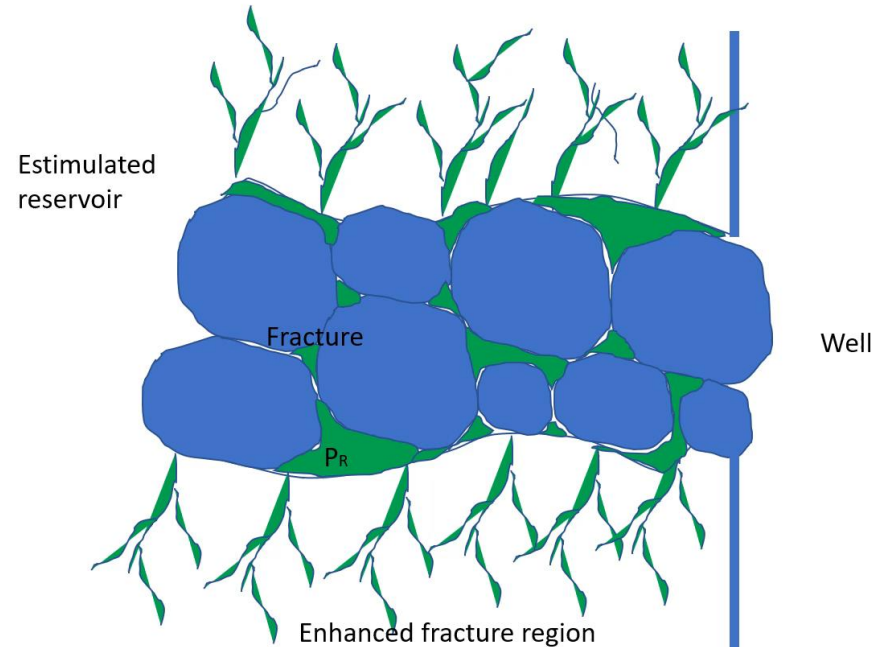
### Perdida de Conductividad de la Fractura

$$\sigma_{eff} = (S h_{min} - P_{wf})$$





## Hipótesis



Documento: YPF-Público

Documento: YPF-Público

- La zona con mejor productividad en Vaca Muerta tiene un alto gradiente poroso ~ 0,9 psi/pie.
- La conductividad de la fractura depende de:

$$\sigma_{eff} = (Sh_{min} - BHP)$$

- Cuando la presión del fondo del pozo disminuye rápidamente, la tensión efectiva aumenta. La consecuencia es una reducción/eliminación de la zona de fractura mejorada, especialmente en los pozos más productivos.

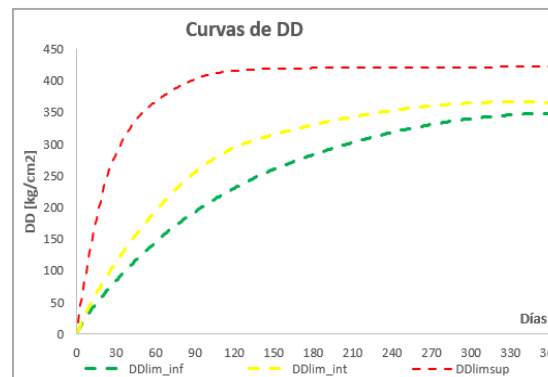


## Drawdown ventana de petróleo negro

### Limitaciones del monitoreo

#### Curva de DD: Pinicial – Pfluencia:

- Curvas empíricas
- Baja Población de Datos
- Pozos cortos Long, Nivel Orgánico
- Diseños de estimulación de baja intensidad



#### Limitaciones:

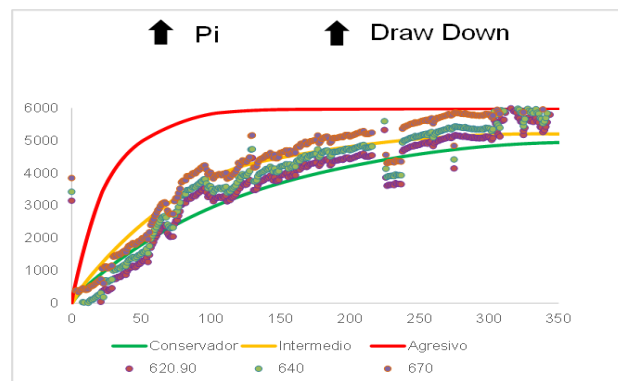
##### Curvas Fijas en el tiempo:

- De corta duración → 1 año desde PEM
- No da respuesta aperturas retrasadas en el tiempo
- No contempla reaperturas luego de cierres prolongados o post- frac hits.
- No aplica a yacimientos de menor gradiente poral

### Incertidumbre en la variable de monitoreo

#### Presión inicial:

Pueden derivar en distintas curvas de DD (de conservador a agresivo), que implican toma de acciones distintas.



#### Presión de Fondo (Pbh):

Caudales  
Diarios



Presión en  
boca

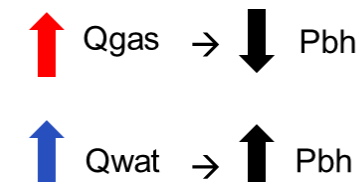


Correlación  
de flujo  
vertical

Estimación de la  
Presión de Fondo

Puntos de calibración  
Gradientes Dinámicos

Incertidumbre en la producción asignada





## Resumiendo

- ✓ Inevitablemente habrá una pérdida de permeabilidad en la matriz y se reducirá la conductividad de la fractura impactando en la productividad.
- ✓ El punto clave es evitar adelantar estos efectos, encontrándose una relación de compromiso entre la maximización de la producción en las etapas tempranas y la pérdida de la recuperada final (EUR) a largo plazo.
- ✓ Si se decide como estrategia del negocio utilizar diferentes políticas, debe ser posible estimar esa pérdida de EUR y contar con un perfil de producción que refleje el pico de producción y la mayor declinación posterior.
- ✓ Monitorear el Drawdown con una variable de menor incertidumbre, como la presión de boca para pozos de petróleo es la propuesta implementada desde 2023.



## Curvas de seguimiento

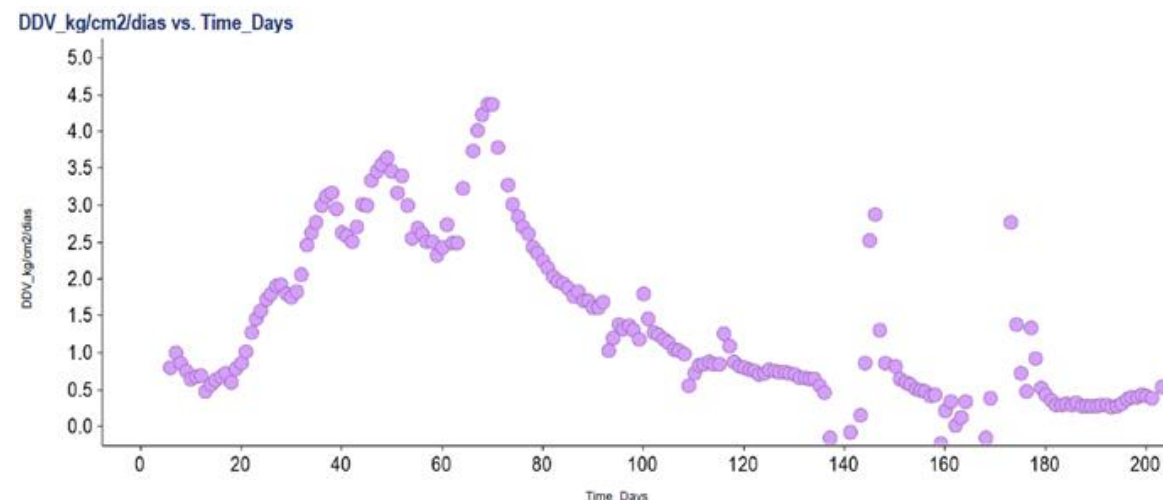
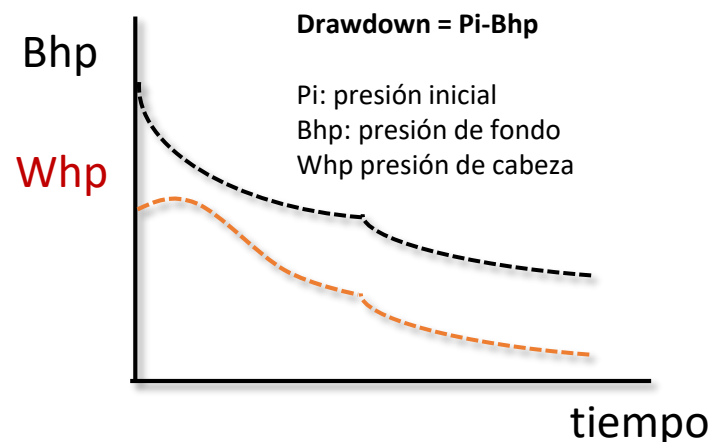
### Monitoreo de WHP y Caudales.

- Se busca independizarnos de la presión de fondo y la presión inicial de reservorio por su incertidumbre.
- Se definió una nueva variable:

$$Velocidad_{DD} = \frac{Whp_n - Whp_{n+7}}{7 \text{ días}}$$

Velocidad de caída de presión de boca de pozo ( VDD): calculada cada 7 días de producción.

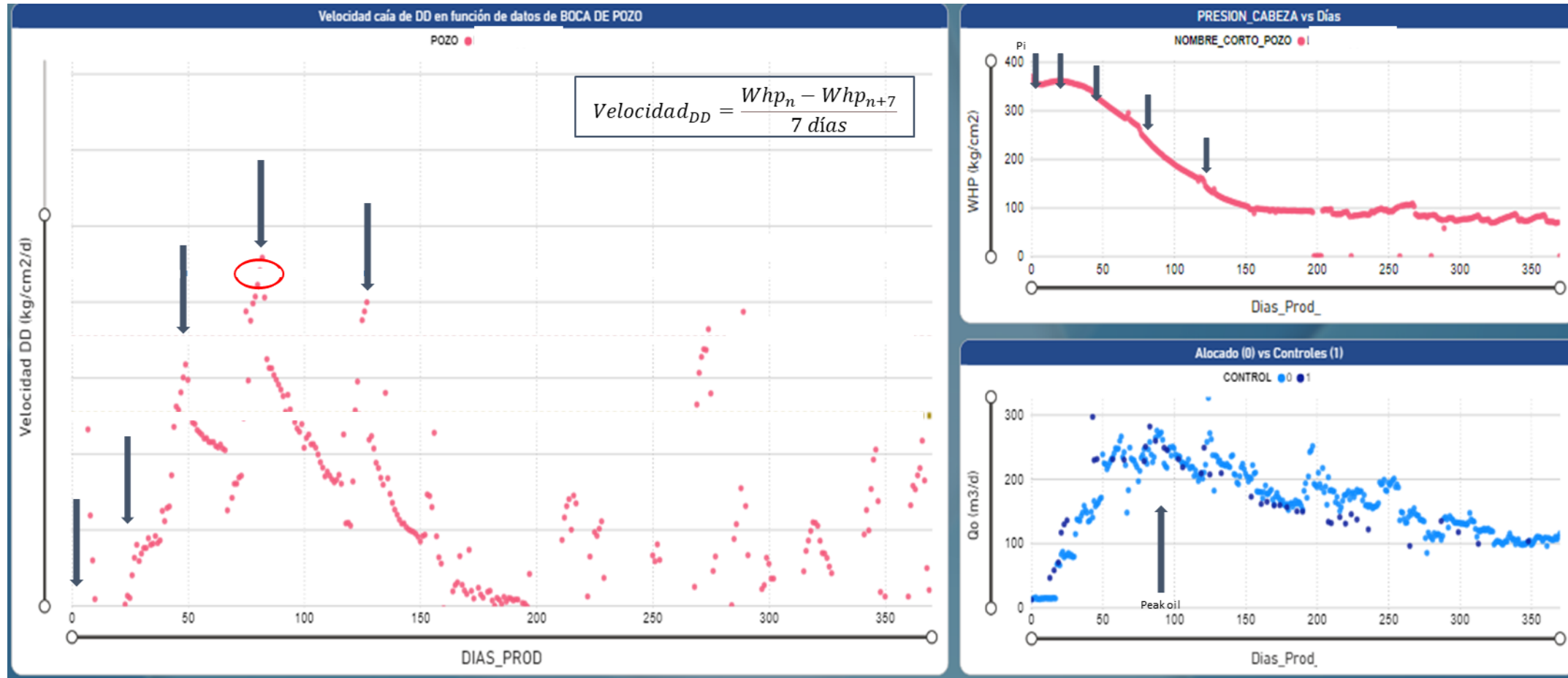
$Whp_n$  = presión de cabeza



*La velocidad de DD máxima esta asociada a la productividad.*



## Metodología

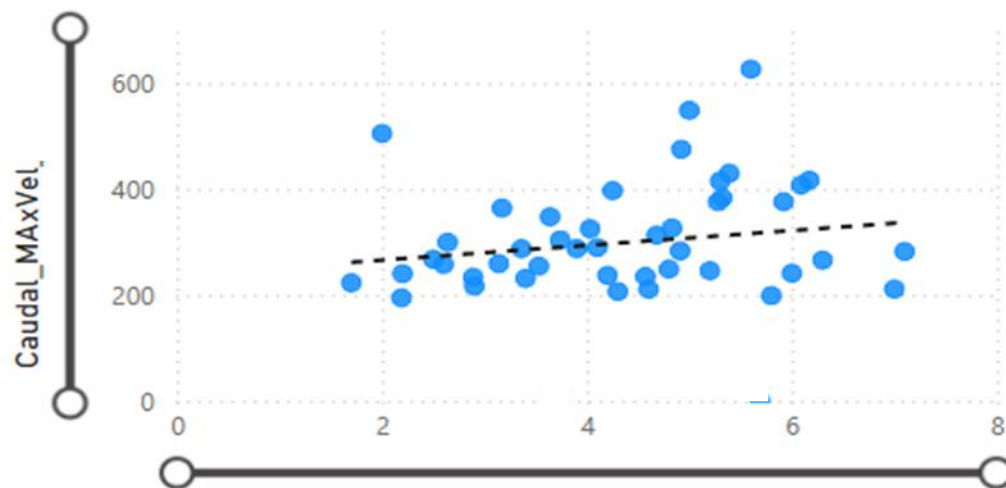
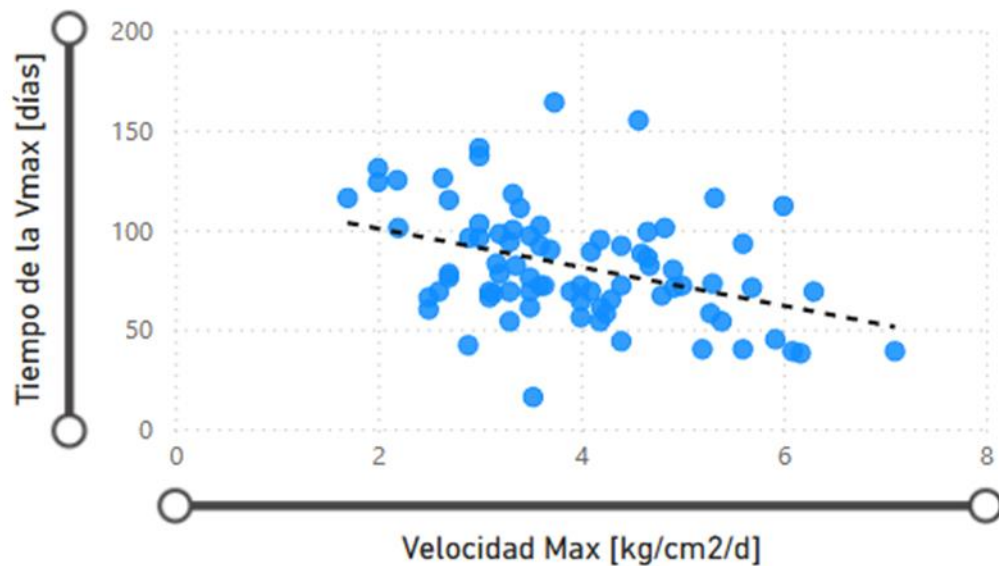


Cada pozo se caracteriza principalmente por:

- Peak oil
- VDD para cada cambio
- Tiempo de la velocidad máxima.



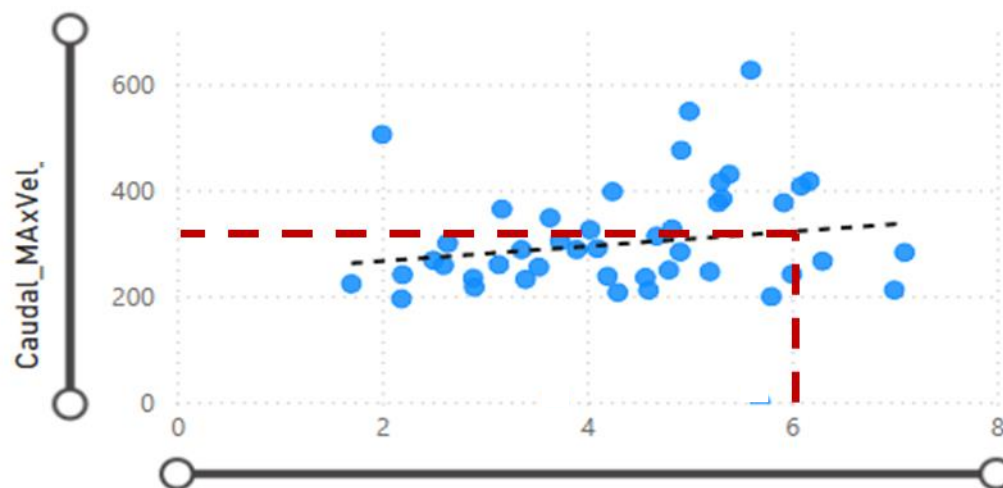
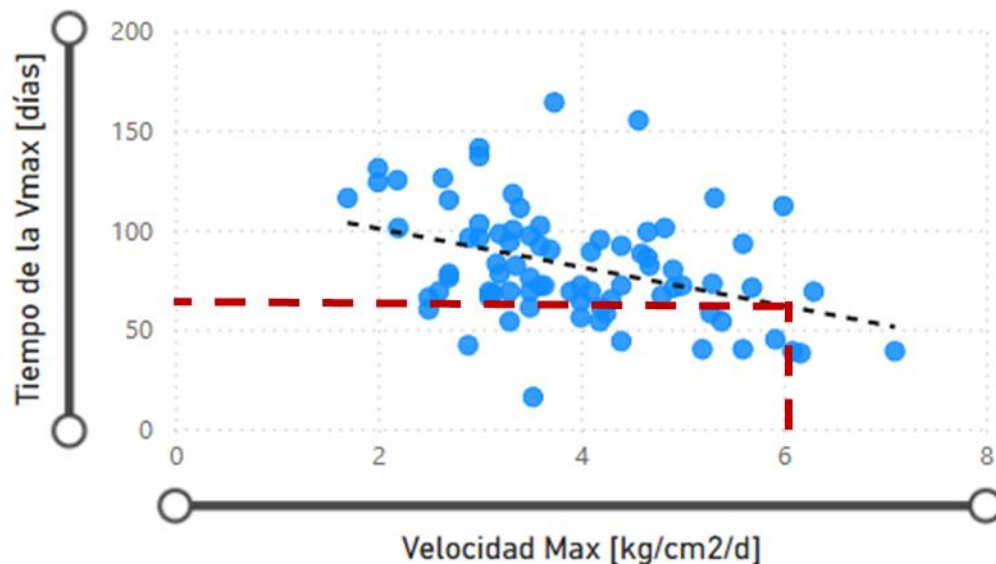
## Resultados







## Resultados

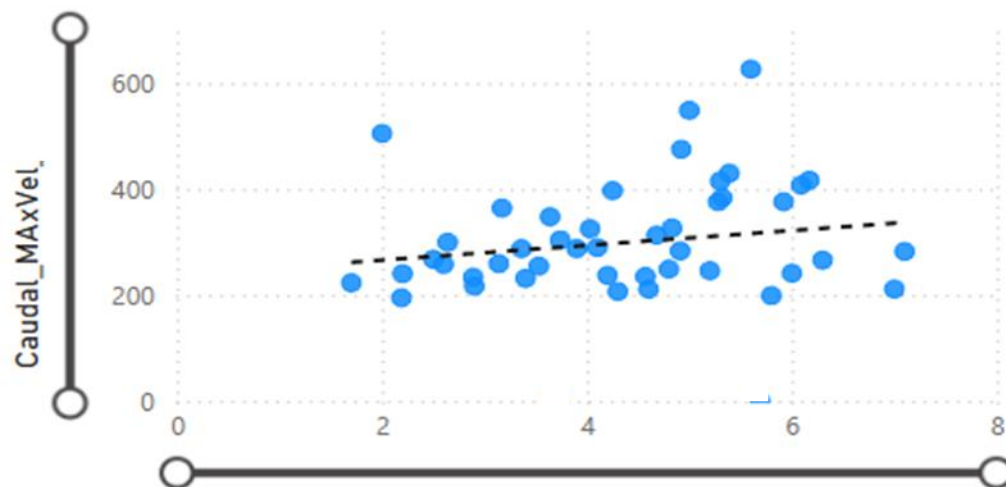
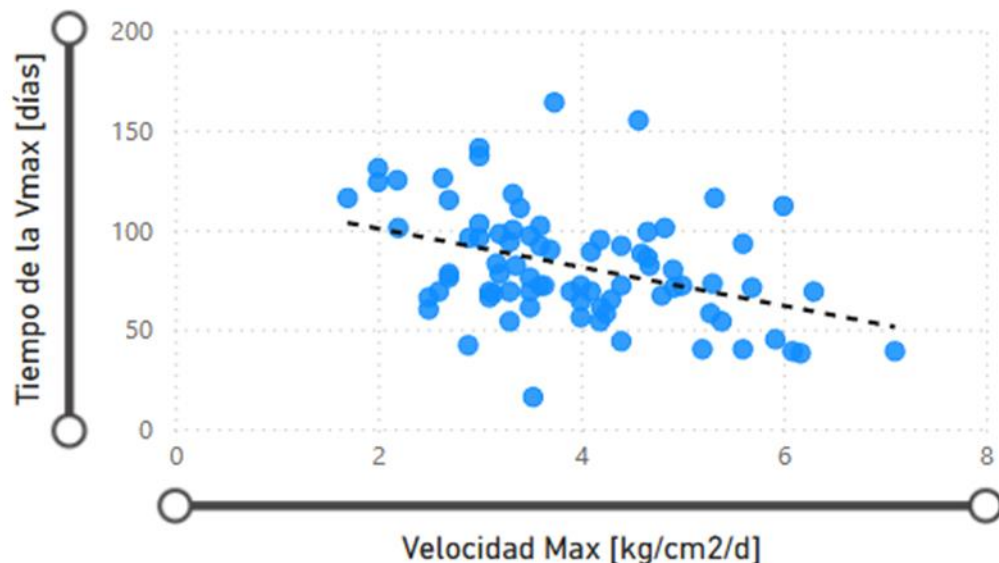


El tiempo es una variable importante para controlar la velocidad de DD.

- La velocidad de DD será mayor a tiempos “bajos”, alcanzando un peak oil mayor.

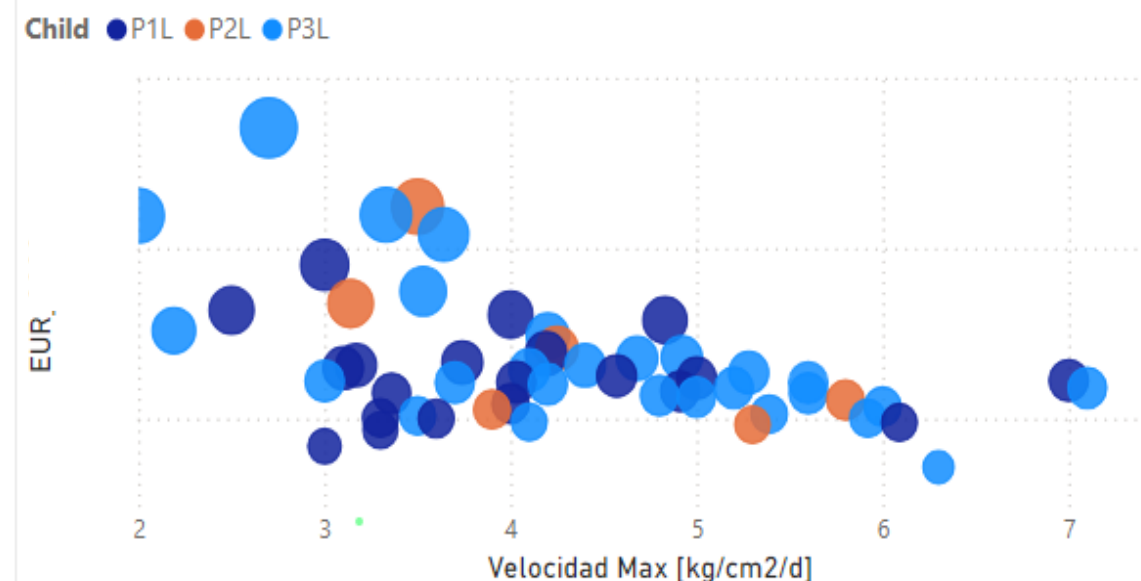


## Resultados



El tiempo es una variable importante para controlar la velocidad de DD.

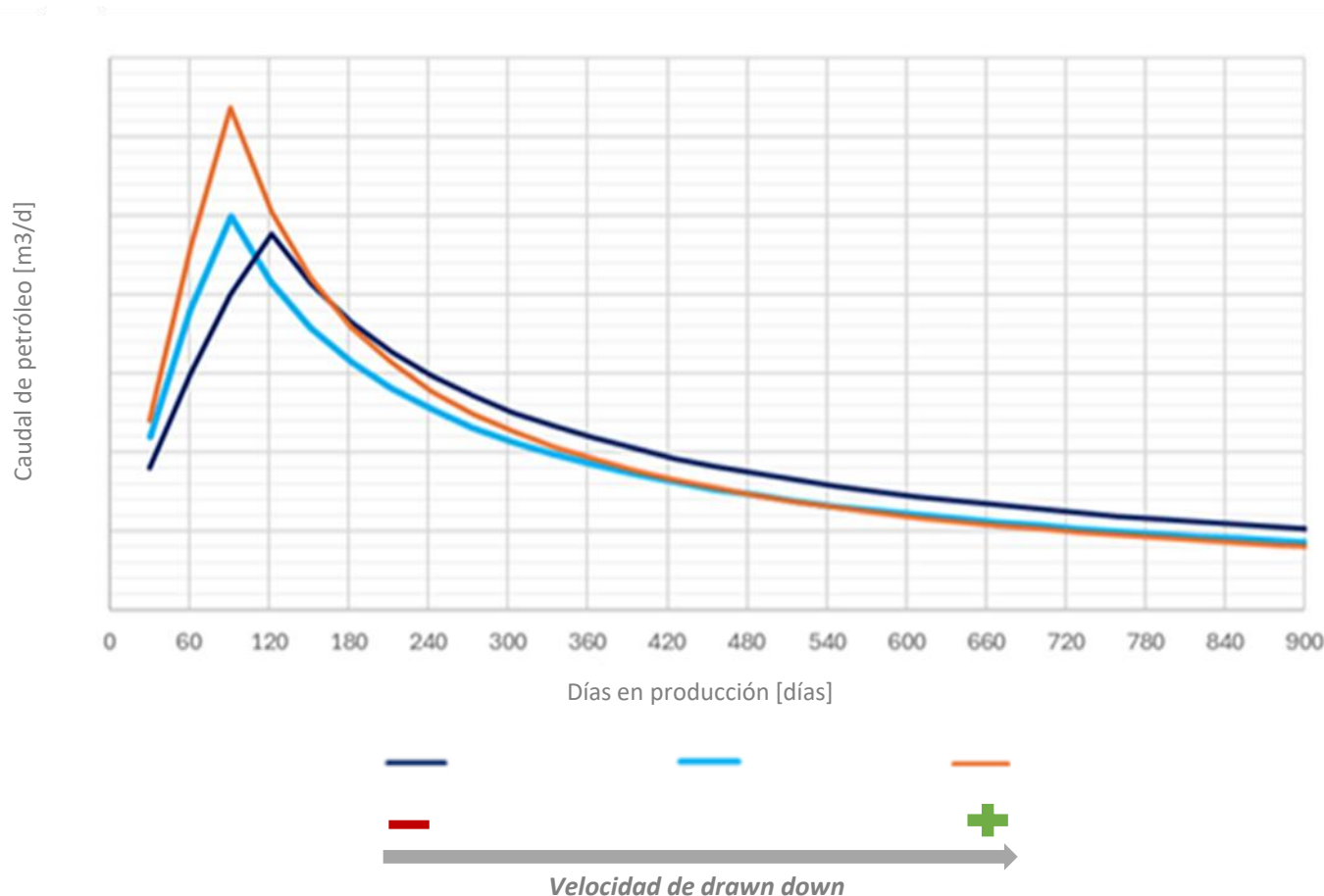
- La velocidad de DD será mayor a tiempos “bajos”, alcanzando un peak oil mayor.



A largo plazos se evidencia una disminución del volumen a recuperar en función de la VDDmáx alcanzada



## Cuantificación



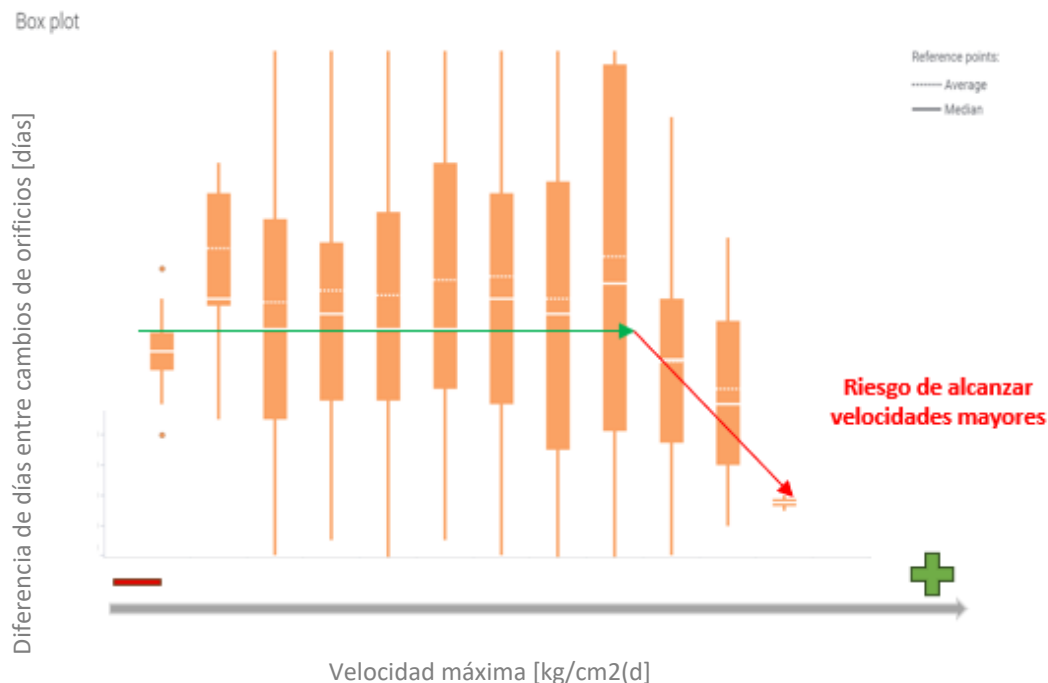
Se estimaron los parámetros necesarios para construir la curva para cada VDD, basados en las curvas promedias de cada población analizada.

- Caudal máximo
- Tiempo a Q<sub>máx</sub>
- EUR

Con estas curvas se realizó un económico para verificar la VDD óptima.

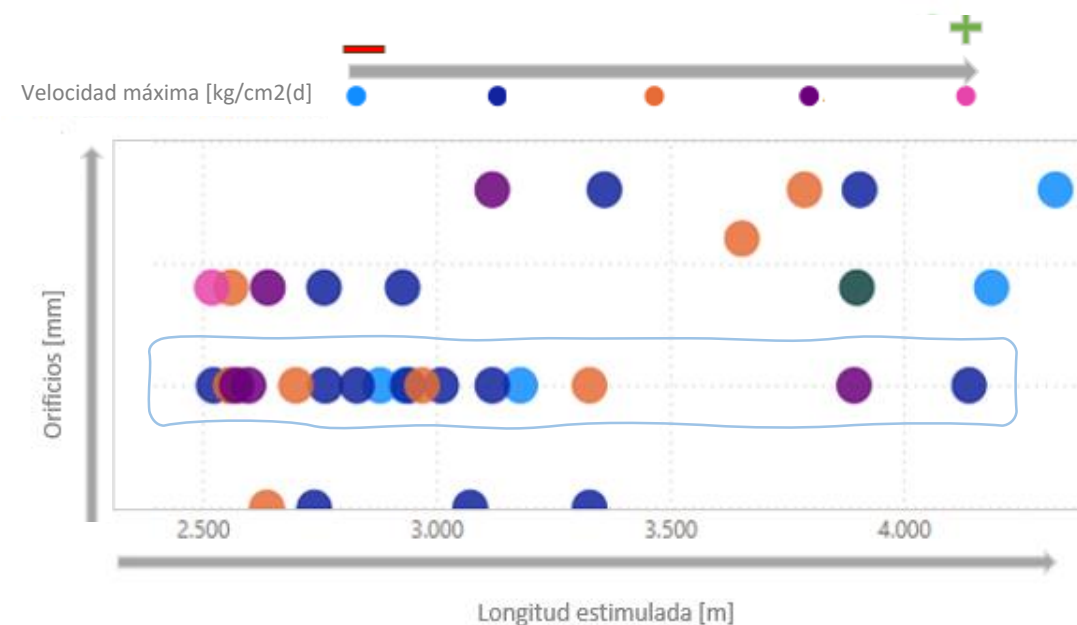


## Tiempo óptimo entre orificio



- Se acentúa la tendencia de altas velocidades para cambios por debajo del tiempo óptimo recomendado.

## Orificio de apertura



- Definir el orificio de apertura óptimo según la longitud del pozo para maximizar la EUR y valor \$.

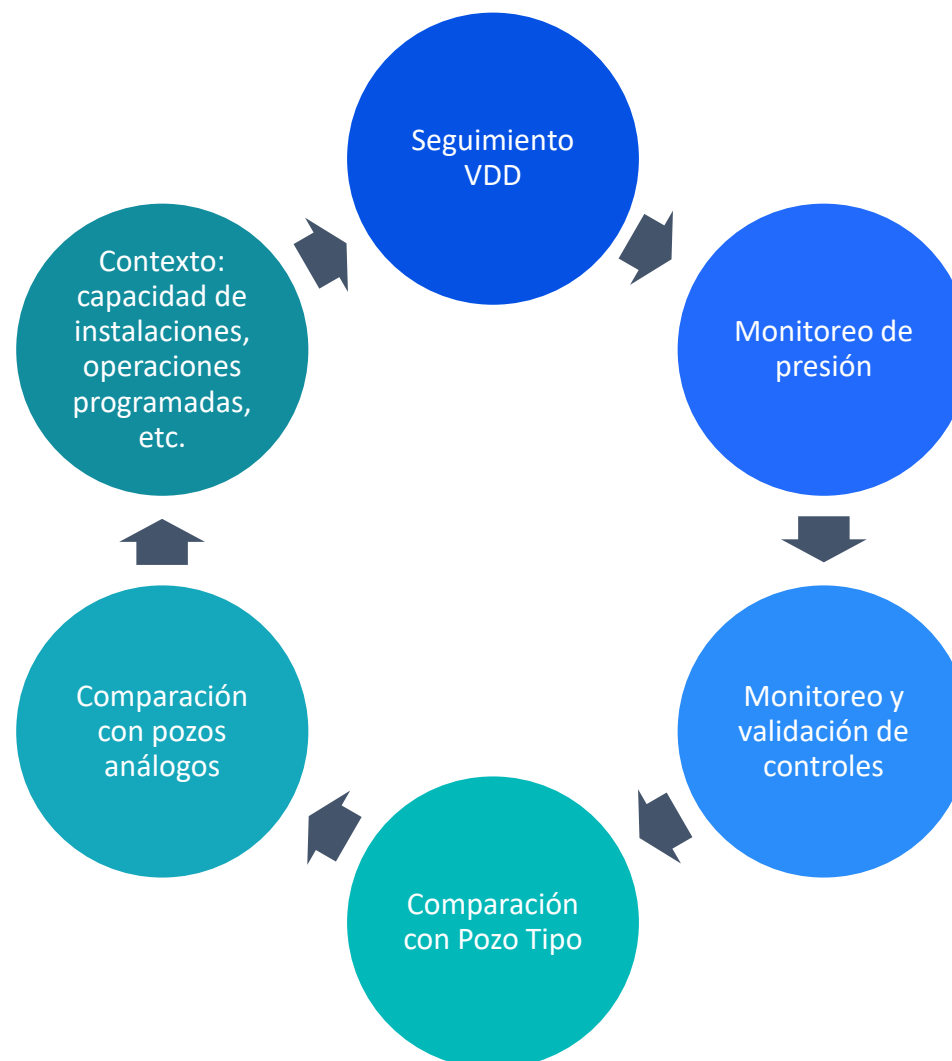


## Conclusiones

- ✓ Se definió la **Velocidad de DD máxima** a alcanzarse con el orificio del peak oil (orificio máximo) **según largo de pozo**.
- ✓ Los cambios previos, al peak oil, no deben generar velocidades mayores a la recomendada. **Una vez alcanzada la velocidad recomendada, no se deben incrementar el orificio**.
- ✓ **Días óptimos entre cambios de orificios**
- ✓ **Orificio de apertura en función del largo**
- ✓ **El monitoreo de la VDD, el tiempo entre cambio de orificio y los caudales, permiten definir si debe realizar otro cambio de orificio**.



## La política de draw-down implica el análisis integrado del pozo





## Desafíos

- Cambio de estrategia:
  - Longitud de rama estimulada
  - Diseño de terminación de pozos: intensidades de fluido y arena
- Líquido total producido
- Tipo de fluidos: Petróleo volátil, Gas&Condensado



## 3° Jornada de Petróleo 2025

El Petróleo liderando la revolución exportadora energética del país

Documento: YPF-Privado



## Agradecimientos

- ✓ Grupo de estudios desarrollo
- ✓ Grupo de desarrollo operativo

Documento: YPF-Privado



*Gracias*

**YPF**  
**ENERGÍA ARGENTINA**