



3° Workshop de Medición en
Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas 

22-23
AGO



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

Cálculo de caudales de producción y su impacto en operaciones NOC

Marcela ZAPATA
Eugenia FIORDELLI





• INTRODUCCIÓN

Alto ritmo de desarrollo
yacimientos NOC

Necesidad de una elevada
frecuencia de controles

01

Seguimiento de política de
Drawdown

Recursos para la medición:

- Pozos nuevos
- Pozos con más de un año

02

Complementar las mediciones
físicas

Herramienta de cálculo
(aplicación web)

Valor de caudal de producción
por pozo

Gestionar estándares



3° Workshop de Medición en
Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas 

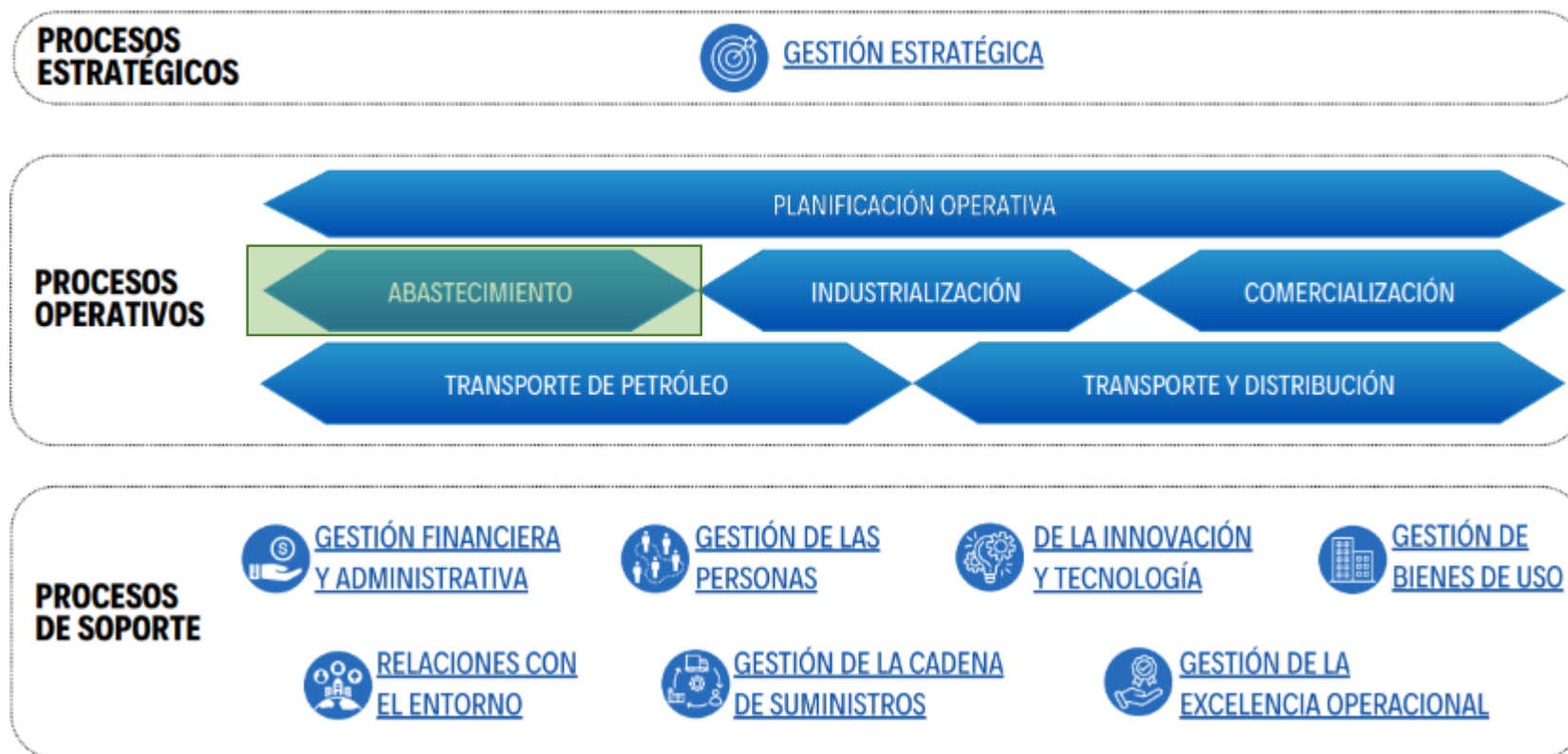
22-23
AGO



INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETRÓLEO Y DEL GAS

• ESTÁNDARES

MAPA DE PROCESOS YPF





• ESTÁNDARES

03.02. OPERAR POZOS

03.02.03 MEDIR PRODUCCIÓN DE POZO



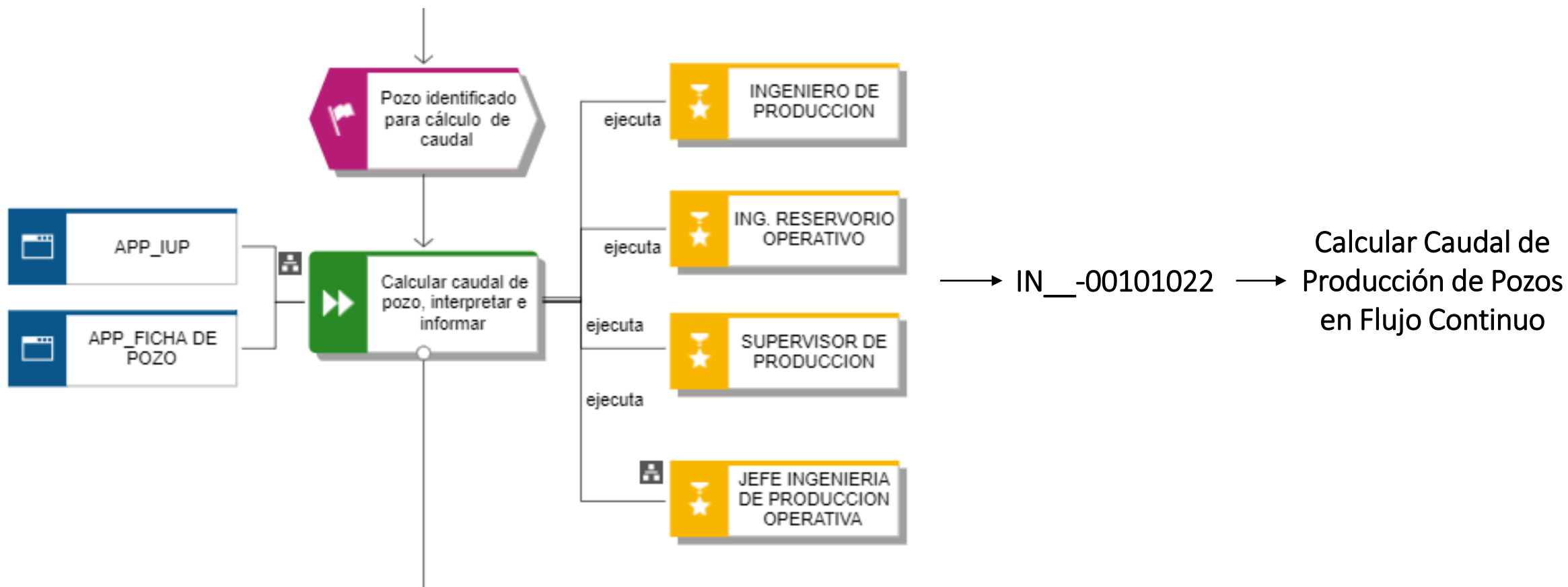
Control de Pozo : Conceptos Generales



- Identificación de mermas/pérdidas no localizadas
- Cuantificación de pérdidas localizadas
- Resultado de optimizaciones
- Cierre de Producción
- Cálculo de reservas



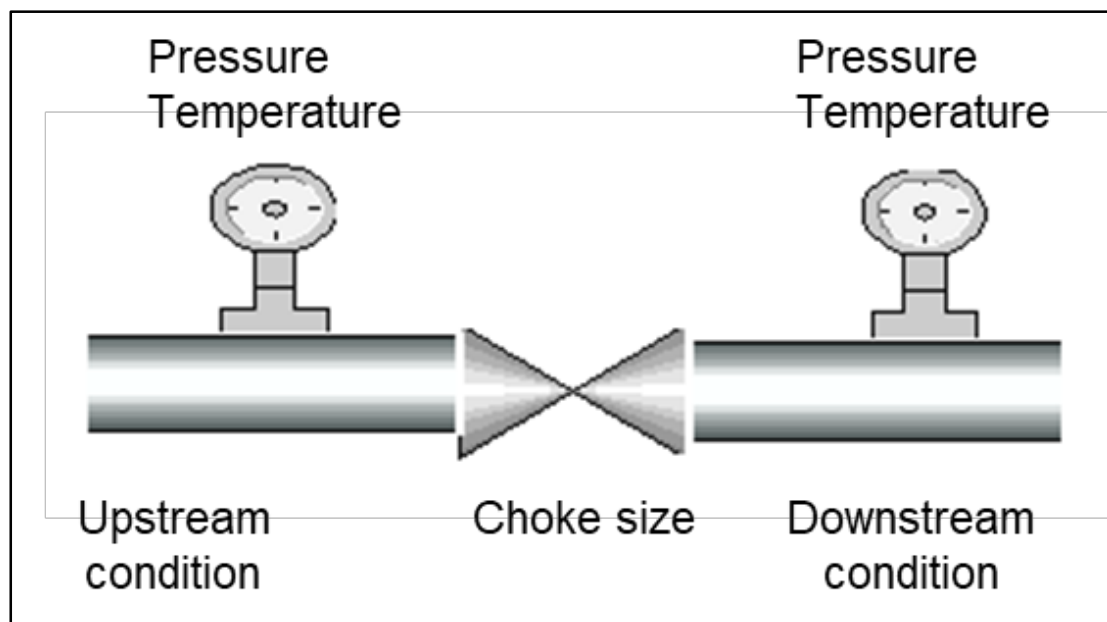
• **ESTÁNDARES**





• METODOLOGÍA DE CÁLCULO

- Aplicación de cálculo: utiliza correlación **Bellini-Villagra** para el cálculo del caudal másico que pasa por un orificio y ecuaciones de estado para representar correctamente el comportamiento termodinámico de cada fluido (SPE-213124-MS).



- Presión boca de pozo
- Temperatura boca de pozo
- Presión de línea
- Temperatura de línea
- Diámetro orificio

**Caudal
másico total**



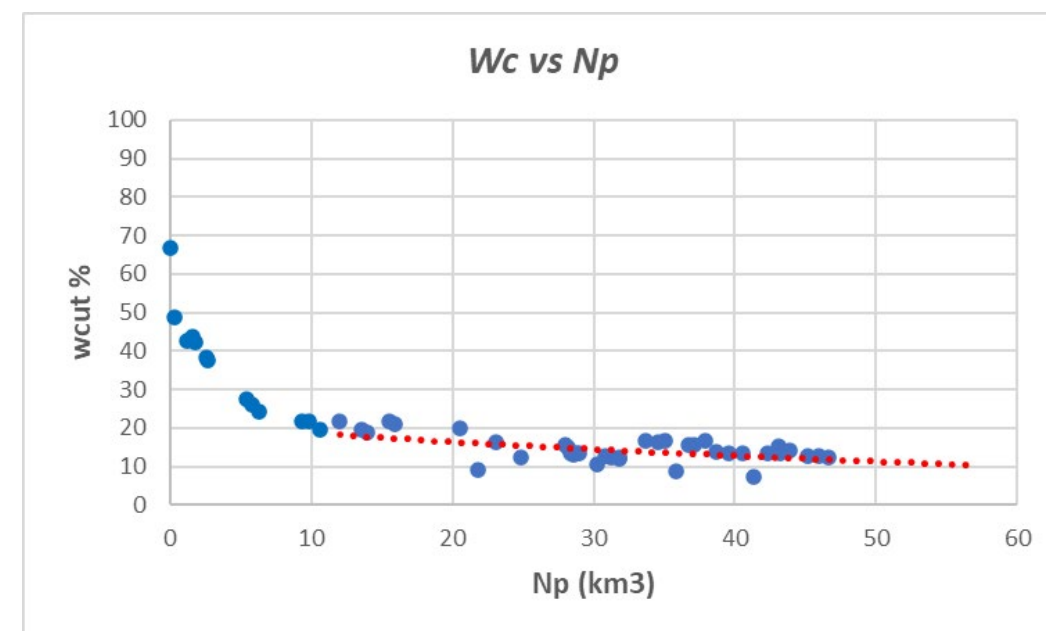
• METODOLOGÍA DE CÁLCULO

- Con ecuaciones de estado se divide el caudal másico total en caudales de petróleo, gas y agua, además de obtener la relación gas-petróleo (GOR).

| @ P,T registered | Well Fluid | Molecular Weight | Liquid | Vapor | TOTAL |
|------------------|------------|------------------|---------|---------|----------|
| | Mole % | | Mole % | Mole % | Mole % |
| N2 | 0.391 | 28.01 | 0.0334 | 1.0799 | 0.391004 |
| CO2 | 0.131 | 44.01 | 0.0558 | 0.2759 | 0.131001 |
| C1 | 26.5143 | 16.04 | 4.6087 | 68.7147 | 26.5143 |
| C2 | 8.4991 | 30.07 | 4.6192 | 15.9735 | 8.49908 |
| C3 | 7.9971 | 44.09 | 7.4654 | 9.0213 | 7.99708 |
| iC4 | 1.295 | 58.12 | 1.5246 | 0.8527 | 1.29501 |
| nC4 | 4.863 | 58.12 | 6.0477 | 2.5808 | 4.86305 |
| iC5 | 1.774 | 72.15 | 2.4531 | 0.4658 | 1.77402 |
| nC5 | 2.609 | 72.15 | 3.6665 | 0.5719 | 2.60903 |
| C6 | 3.855 | 84 | 5.6834 | 0.3327 | 3.85504 |
| PS-1 | 4.822 | 96 | 7.281 | 0.085 | 4.82205 |
| ... | ... | ... | ... | ... | ... |
| PS-14 | 10.6481 | 540.67 | 16.1754 | 0 | 10.6481 |

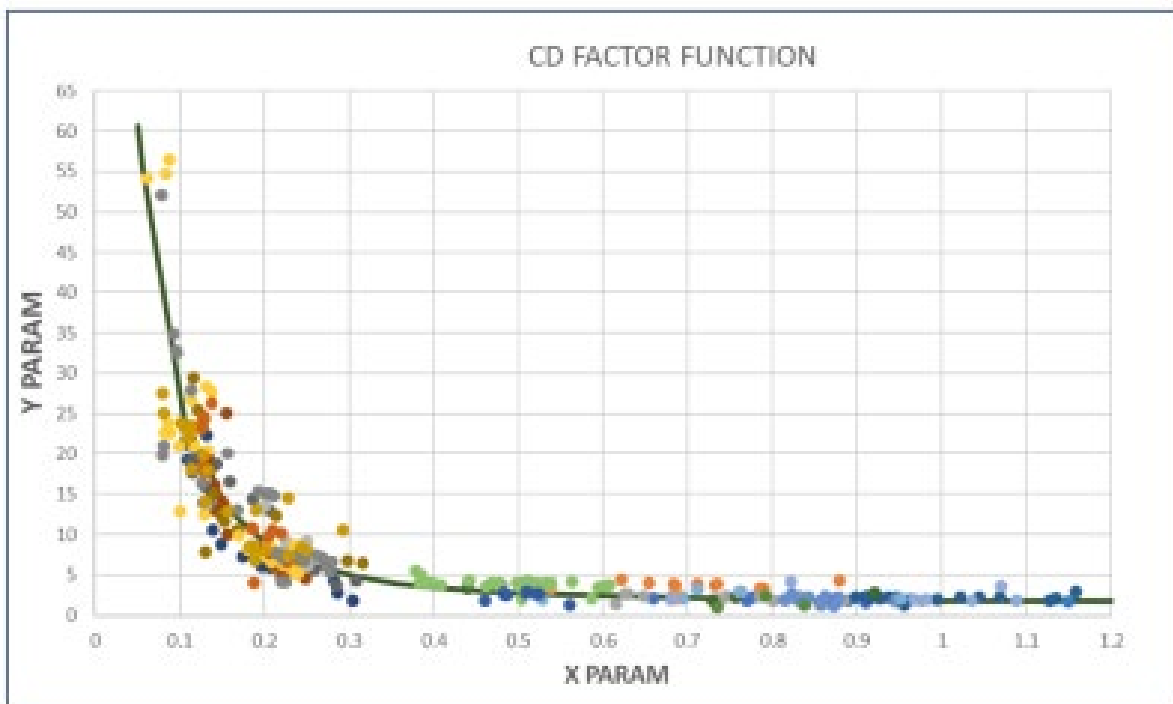
| | |
|-------------|---------------|
| RMol_L : | 0.658291 |
| RMol_G : | 0.341709 |
| PM_L | 178.63 lb/mol |
| Oil gravity | 0.78 |

- El caudal de agua se obtiene mediante una regresión de datos históricos de cortes de agua.





• METODOLOGÍA DE CÁLCULO



Percentual average Error:

$$E_1 = \frac{\sum \frac{Q_m - Q_c}{Q_m} * 100}{N}$$

Percentual absolute average Error:

$$E_2 = \frac{\sum \frac{|Q_m - Q_c|}{Q_m} * 100}{N}$$

Standard deviation:

$$E_3 = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} = \sigma$$

Table 4 show the error types between calculated and measured rates of each phase.

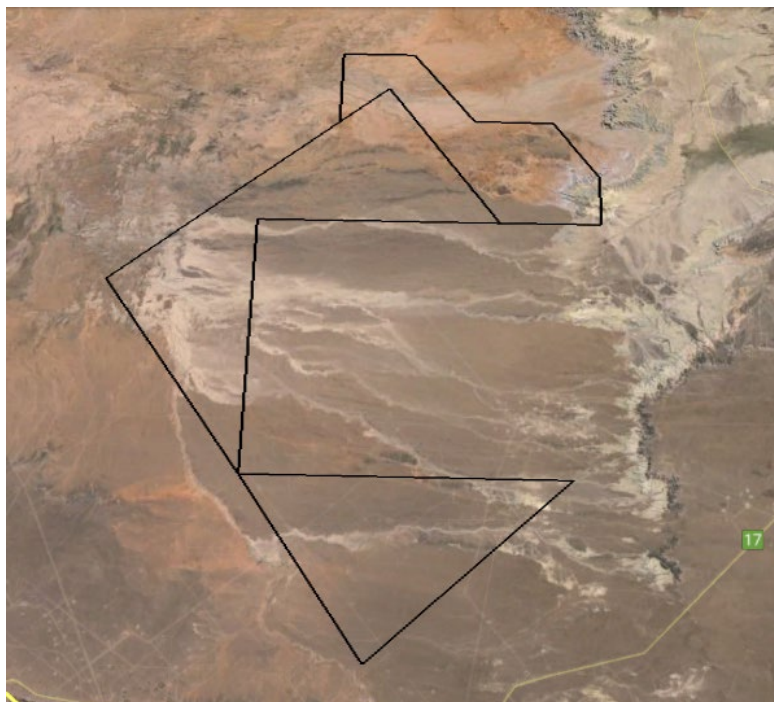
Table 4—Error summary.

| Error | Qg | Qo | Ql | GOR | WaterCut |
|-------|-------|------|-------|-------|----------|
| E1 | -0.29 | 0.06 | -0.09 | -0.42 | -1.98 |
| E2 | 4.33 | 4.89 | 4.79 | 1.59 | 6.11 |
| E3 | 2.49 | 3.17 | 2.93 | 1.64 | 5.76 |

**Error menor a 5% para controles
calculados utilizando información
histórica.**

• IMPLEMENTACIÓN

- Ubicación geográfica:



Bloque La Amarga Chica, Neuquén

- Criterio de priorización de controles:

| Clasificación | Cantidad mínima de controles |
|------------------------------|------------------------------|
| 0 – 120 días de producción | 6 controles por mes |
| 121 – 240 días de producción | 4 controles por mes |
| 241 – 365 días de producción | 3 controles por mes |
| A | 2 controles por mes |
| B | 1 control por mes |
| C | 1 control cada dos meses |
| D | 1 control cada 3 meses |

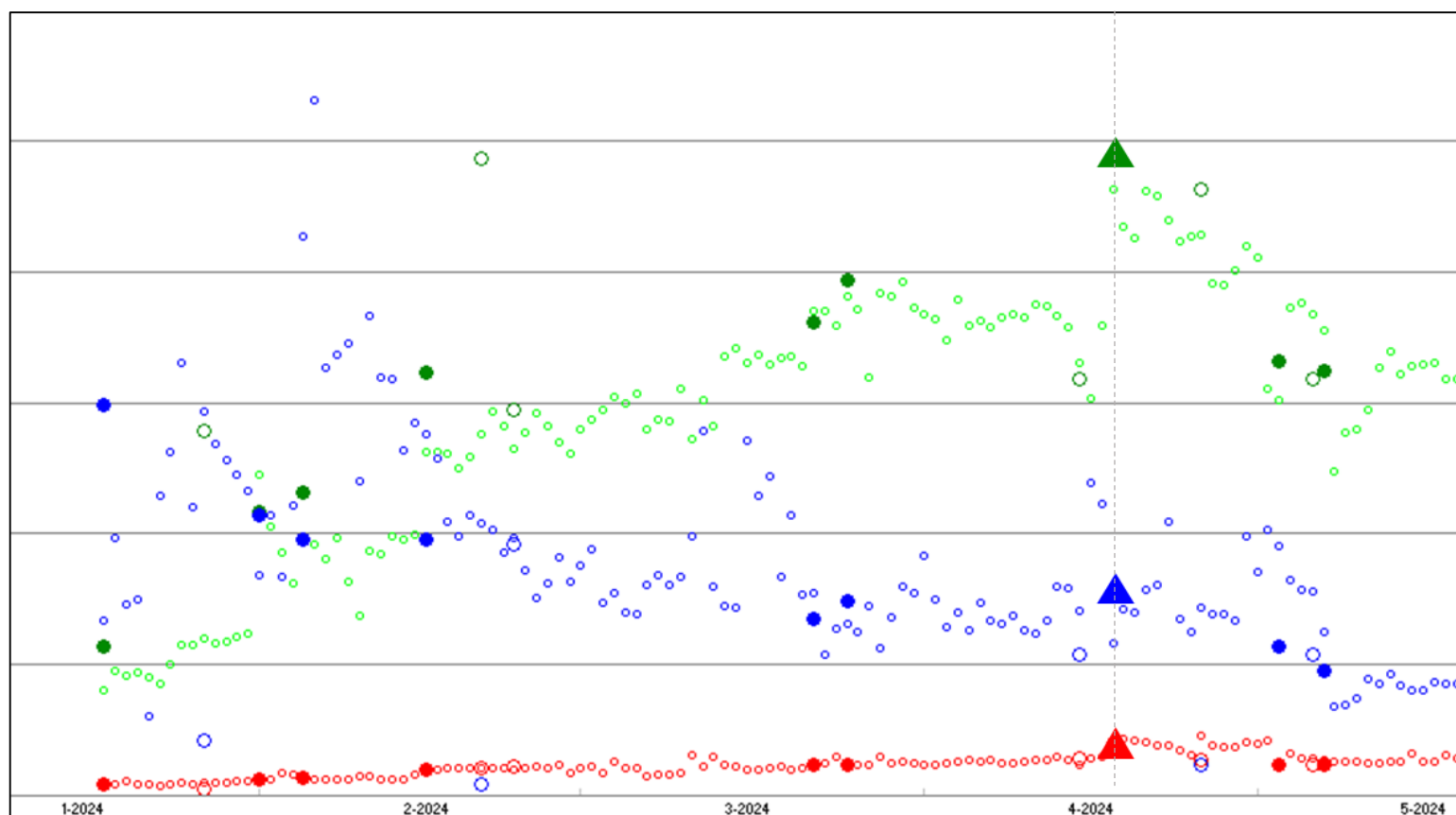
↓

**Priorizar controles de producción
de pozos criterio NOC**



IMPLEMENTACIÓN

- Ejemplo 1: Gestión de orificio, optimización de producción, tasa de declino

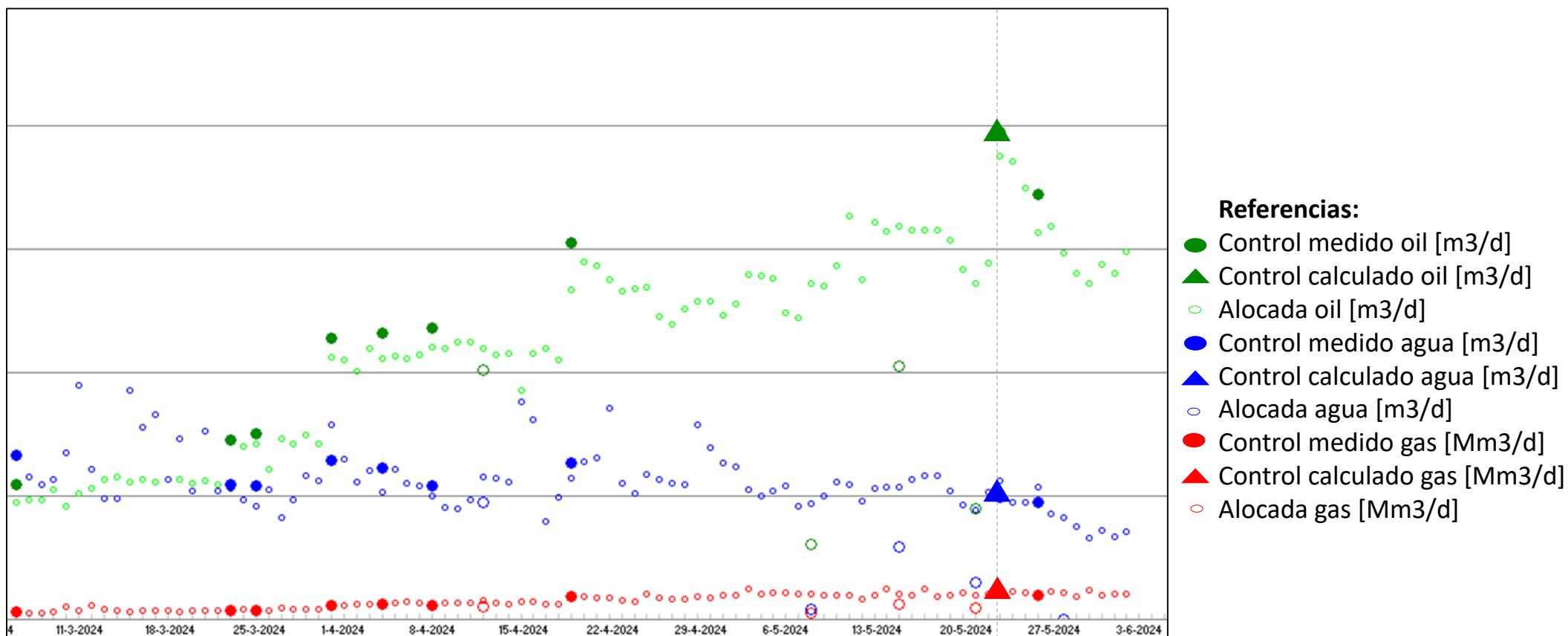


Referencias:

- Control medido oil [m³/d]
- ▲ Control calculado oil [m³/d]
- Alocada oil [m³/d]
- Control medido agua [m³/d]
- ▲ Control calculado agua [m³/d]
- Alocada agua [m³/d]
- Control medido gas [Mm³/d]
- ▲ Control calculado gas [Mm³/d]
- Alocada gas [Mm³/d]

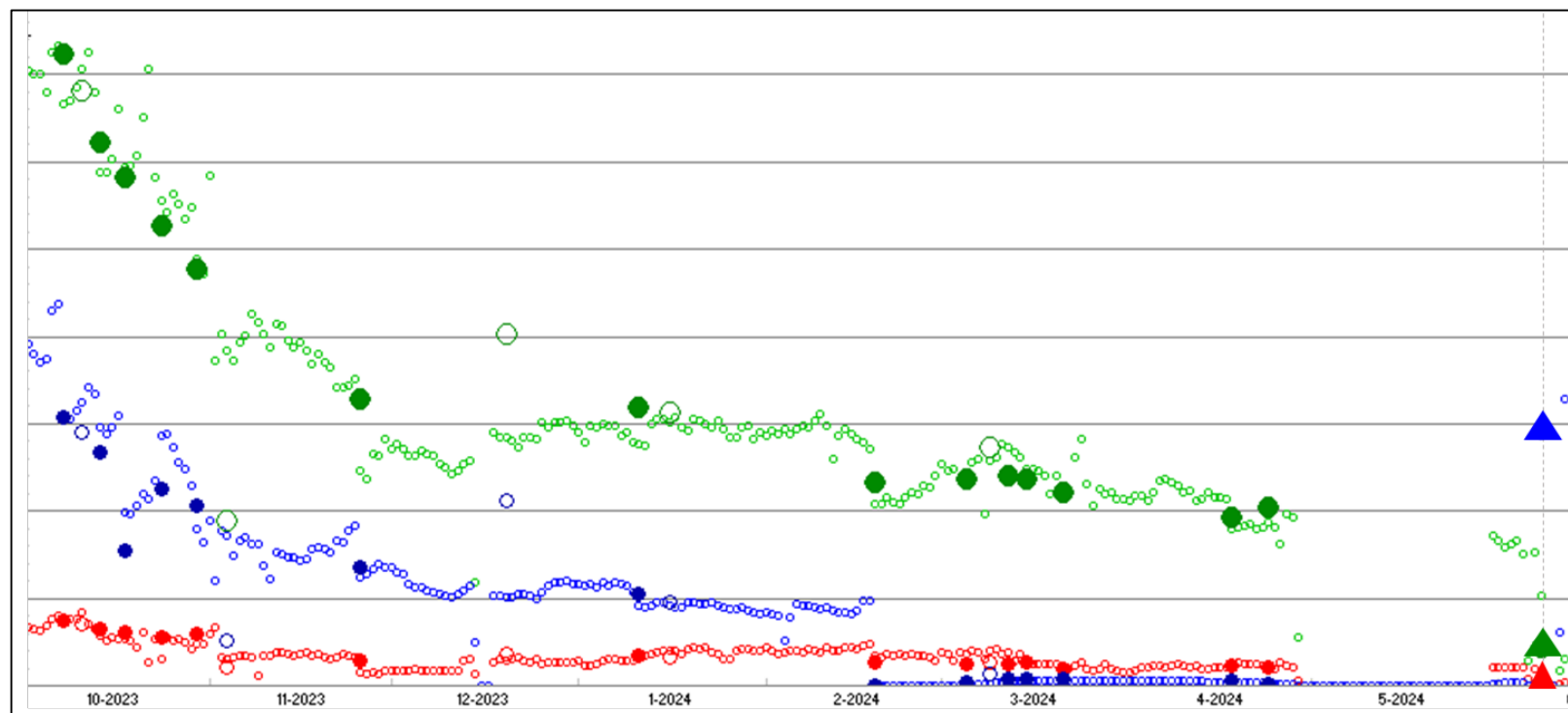
• IMPLEMENTACIÓN

- Ejemplo 2: Gestión de orificio, optimización de producción, tasa de declino.



• IMPLEMENTACIÓN

- **Ejemplo 3:** Cambio de corte de agua post interferencia con fractura.



Referencias:

- Control medido oil [m3/d]
- ▲ Control calculado oil [m3/d]
- Alocada oil [m3/d]
- Control medido agua [m3/d]
- ▲ Control calculado agua [m3/d]
- Alocada agua [m3/d]
- Control medido gas [Mm3/d]
- ▲ Control calculado gas [Mm3/d]
- Alocada gas [Mm3/d]



• Caso de Negocio LACH

Tangibles

- El negocio asume un esquema de medición para el primer y segundo año de producción de pozos surgentes de petróleo.
- El alcance del uso de la Aplicación son los campos de petróleo NOC durante el período surgente de los pozos (primeros 2 años).
- Costo de medición USD/control, inflación USD

Beneficios

| | 2024 | 2025 | 2026 |
|--|------|------|------|
| Beneficio escenario MIN [M USD/año] | 1,61 | 1,22 | 1,34 |
| Beneficio escenario MEDIO [M USD/año] | 2,11 | 1,60 | 1,75 |
| Beneficio escenario MAX [M USD/año] | 2,36 | 1,79 | 1,96 |



| Valor actual neto | |
|--------------------|-------|
| VAN (@10%) [M USD] | 2,947 |
| VAN (@15%) [M USD] | 2,713 |
| VAN (@20%) [M USD] | 2,510 |

Consideraciones:

- Escenario **Mínimo**: Considera que la aplicación tiene una eficiencia del 65%
- Escenario **Meta**: Considera que la aplicación tiene una eficiencia del 85%
- Escenario **Máximo**: Considera que la aplicación tiene una eficiencia del 95%

Intangibles

- Identificación de perdidas no localizadas y mermas de pozo de forma de poder identificarlas y tomar acciones tempranas para maximizar los niveles de producción.
- Con esta metodología, se minimizan las operaciones en superficie reduciendo el riesgo al bajar la exposición.



3° Workshop de Medición en
Upstream y Downstream
de Petróleo y Gas 

22-23
AGO



¿Preguntas?