



**ESTIMACIÓN DEL OGIP EN UN RESERVORIO DE
GAS SECO CON INTRUSIÓN DE AGUA
ACOPLANDO EL BALANCE DE MATERIA
DINÁMICO (DMB) Y EL MODELO DE ACUÍFERO DE
FETKOVICH.**

**Sebastian Zavaleta Villarreal
Santa Cruz de la Sierra - Bolivia
Noviembre - 2018**

Introducción

Antecedentes

- Balance de Materia Convencional
- Confiabilidad de los Datos.
 - Presión Promedio (P_r).
 - PVT.
 - Producción Acumulada (G_p).
- Datos Difíciles de Obtener.
 - Económicas.
 - Operacionales.
- Datos Producción Diarios.
 - Presión de fondo fluyente (P_{wf}).
 - Presión de Cabeza (P_{wh}).
- Análisis de Producción (PDA).
- Balance de Materia Dinámico (DMB).
 - Desarrollado por L. Mattar (2005).
 - Extensión del Balance de Materia Fluyente (1998).
 - Caudal Variable para Reservorio Volumétrico.
- No existe una formulación para un reservorio con intrusión de agua para este método.

Metodología Propuesta

Balance de Materia Convencional de gas

- En este tipo de reservorios, en condiciones iniciales no existe presencia de petróleo, por consiguiente no hay producción del mismo.

$$G(B_g - B_{gi}) + GB_{gi}\Delta P \left(\frac{S_{wi}C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right) + W_e = G_p B_g + B_w W_p$$

- La incidencia de la compresibilidad del agua (C_w) y de la roca (C_f) son despreciables en comparación con la compresibilidad del gas (z).

Metodología Propuesta

Balance de Materia Convencional de gas

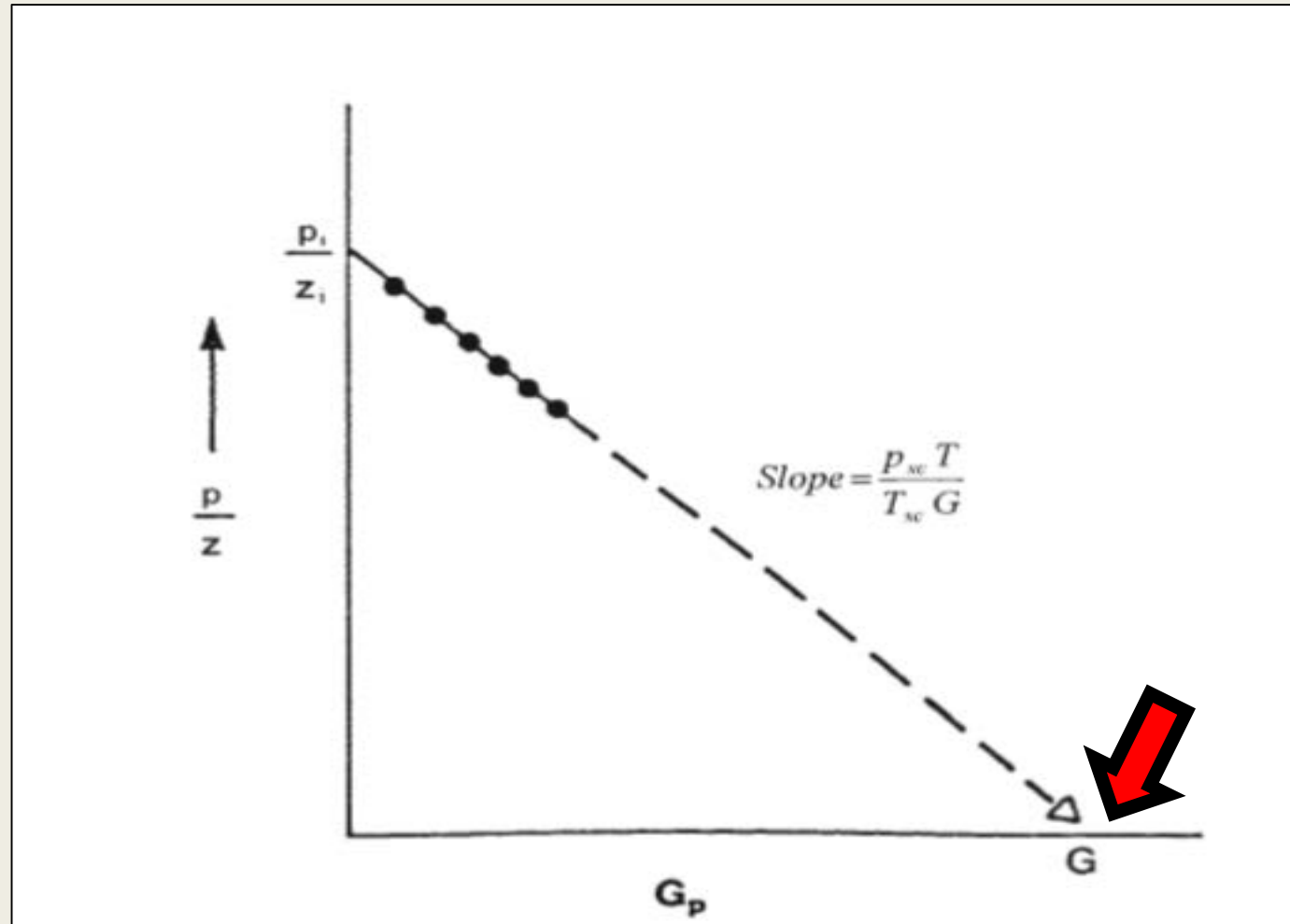
$$G(B_g - B_{gi}) + W_e = G_p B_g + B_w W_p$$

- En caso de un reservorio volumétrico, no se considera la existencia de un acuífero ni producción de agua.
- Reemplazando los factores de volumen del gas, se obtiene la forma reducida para la ecuación de balance de materia para reservorios volumétricos.

$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} - \frac{P_i G_p}{z_i G}$$

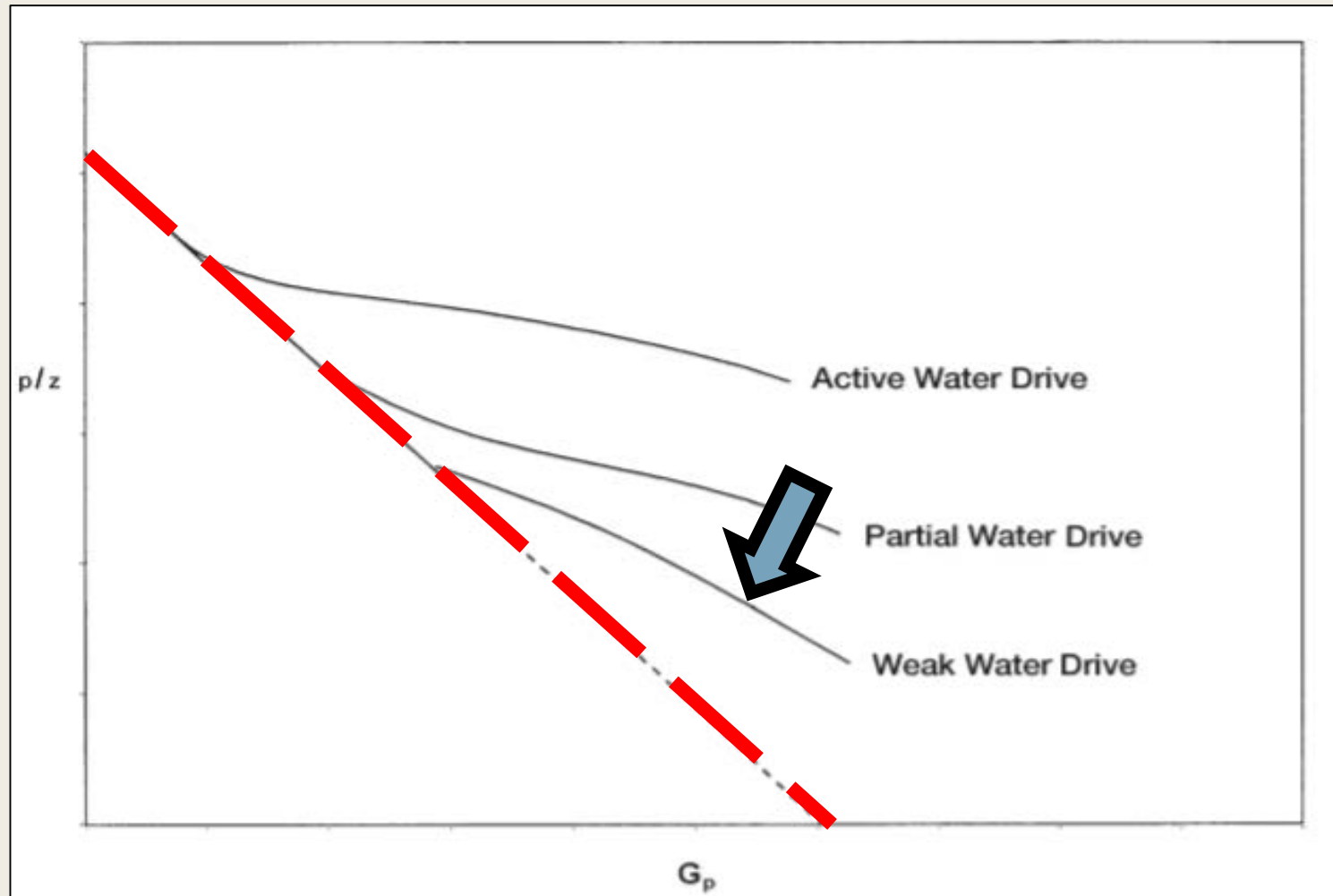
Metodología Propuesta

Balance de Materia Convencional de gas



Metodología Propuesta

Balance de Materia Convencional de gas



Metodología Propuesta

Balance de Materia Con intrusión de agua

- En caso de un reservorio con intrusión de agua, tenemos la ecuación general expresada en la forma:

$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} - \frac{P_i G_p}{z_i G}$$



$$\frac{P}{z} = \frac{P_i}{z_i} \frac{\left(1 - \frac{G_p}{G}\right)}{\left(1 - \frac{W_e}{G \rho_{gi}}\right)}$$

- Dos incógnitas están presentes:
 - OGIP
 - Intrusión acumulada de agua

Metodología Propuesta

Balance de Materia Con intrusión de agua

→ Havlena & Odeh, 1968

→ Cole, 1969

→ Fetkovich, 1969 →

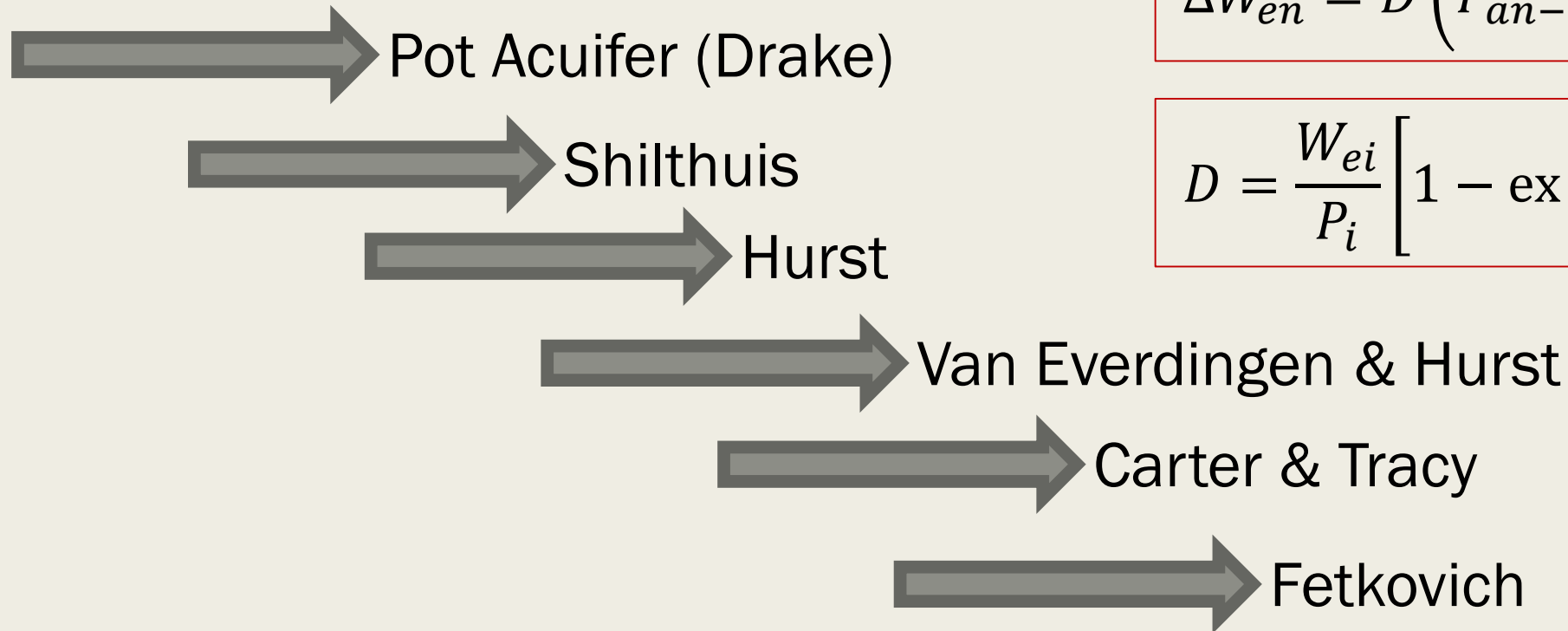
→ Tehrani, 1984

→ Vega, 2000

$$\frac{P_n}{z_n} = \frac{P_i}{z_i} \frac{\left(1 - \frac{G_p}{G}\right)}{\left(1 - \frac{W_{en-1} + \Delta W_{en}}{GB_{gi}}\right)}$$

Metodología Propuesta

Modelos de Acuíferos



$$\Delta W_{en} = D \left(\bar{P}_{an-1} - \frac{P_{n-1} - P_n}{2} \right)$$

$$D = \frac{W_{ei}}{P_i} \left[1 - \exp \left(- \frac{J P_i}{W_{ei}} \Delta t_n \right) \right]$$

Metodología Propuesta

Acuíferos - Fetkovich

- Se presentan las dos ecuaciones.

$$\underbrace{\frac{P_n}{z_n} = \frac{P_i}{z_i} \frac{\left(1 - \frac{G_p}{G}\right)}{\left(1 - \frac{W_{en-1} + \Delta W_{en}}{GB_{gi}}\right)}}_{\text{Ecuación de balance de materia}}$$

Ecuación de balance de materia

$$\underbrace{\Delta W_{en} = D \left(\bar{P}_{an-1} - \frac{P_{n-1} - P_n}{2} \right)}_{\text{Intrusión del acuífero}}$$

Intrusión del acuífero

Metodología Propuesta

Acuíferos - Fetkovich

$$\frac{P_n}{z_n} \left[G - \frac{W_{en-1}}{B_{gi}} - \frac{D}{B_{gi}} \left(\bar{P}_{an-1} - \frac{P_{n-1}}{2} \right) + \frac{DP_n}{2B_{gi}} \right] = \frac{P_i}{z_i} (G - G_P)$$

■ Reordenando Tenemos:

$$a = \frac{D}{2z_n B_{gi}} \quad b = \frac{1}{z_n} \left[G - \frac{W_{en-1}}{B_{gi}} - \frac{D}{B_{gi}} \left(\bar{P}_{an-1} - \frac{P_{n-1}}{2} \right) \right] \quad c = \frac{P_i}{z_i} (G - G_P)$$

$$aP_n^2 + bP_n + c = 0$$


Ecuación Cuadrática

$$x = \frac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}$$

Metodología Propuesta

DMB – Revisión Bibliográfica PDA

- **Blasingame & Lee (1986):** Tamaño/Forma de reservorio para caudal variable.
- **Palacio & Blasingame (1993):** Determinación del OGIP y parámetros del reservorio usando curvas tipo (TC).
- **Mattar & MacMeil (1998):** Estimación de la Presión Promedio en función de Pwf, para **caudales constantes**.
- **Mattar & Anderson (2004):** Ejemplos de diagnostico prácticos para PDA en diferentes escenarios (soporte externo de presión usando TC)
- **Mattar & Al. (2005):** Estimación del OGIP y de la Presión Prom. Usando la Pwf con **caudal variable para reservorios volumétricos**.

Metodología Propuesta

DMB – Procedimiento

- El DMB considera un reservorio volumétrico radial.

$$\underbrace{\frac{q}{m(P_i) - m(P_{wf})}}_{\text{Caudal Normalizado}} = \frac{q}{\Delta m(P)} = \left(\frac{-1}{G b_{pss}} \right) \underbrace{Q_N}_{\text{Producción acumulada Normalizada}} + \frac{1}{b_{pss}}$$

Caudal Normalizado

Producción acumulada Normalizada

- Donde:

$$Q_N = \frac{G [\bar{m}(P_i) - \bar{m}(\bar{P})]}{m(P_i) - m(P_{wf})}$$

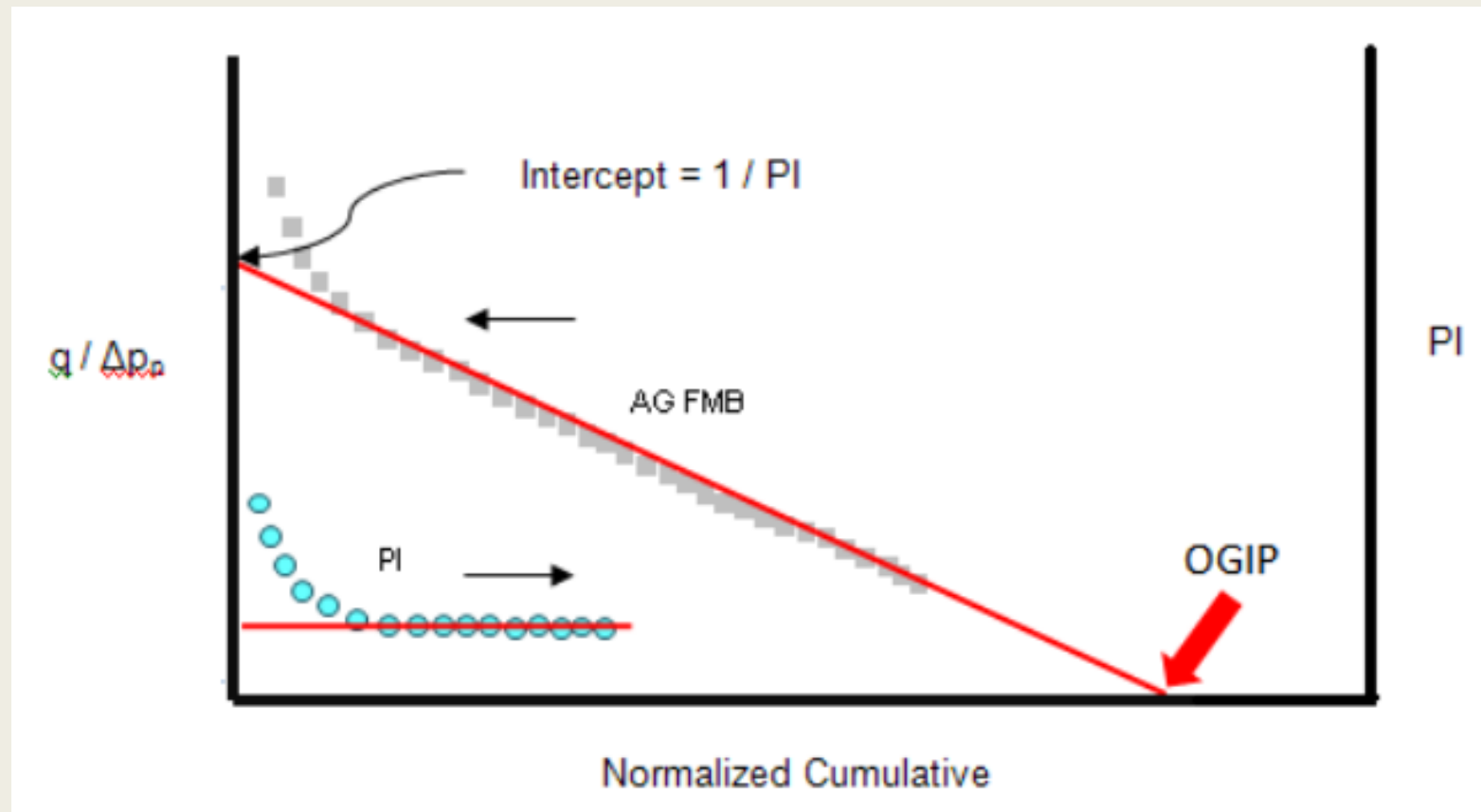
Proceso Iterativo

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} - \frac{P_i G_p}{Z_i G}$$

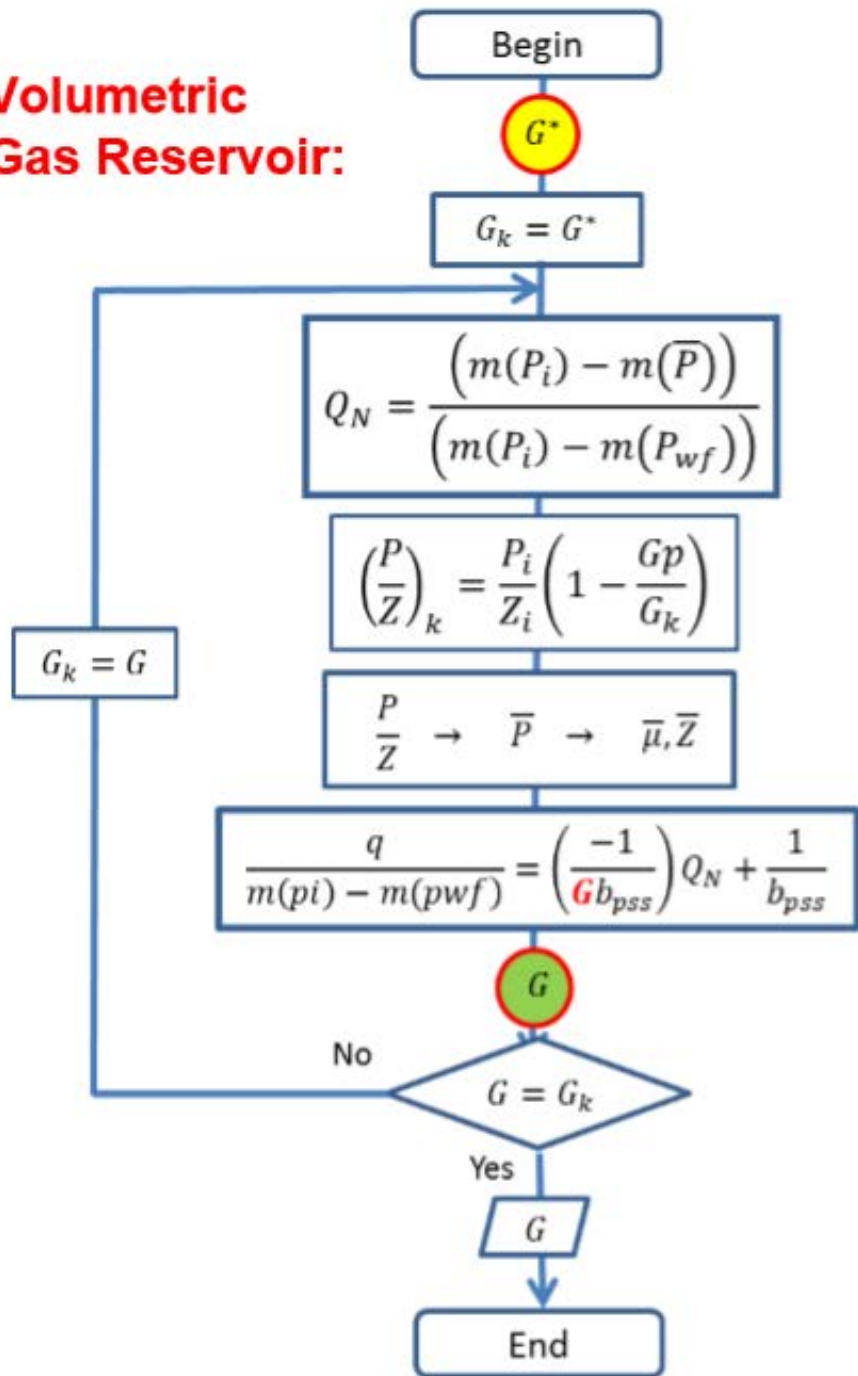
$$b_{pss} = \frac{1,447 \cdot 10^6 T}{kh} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_a} \right) - \frac{3}{4} \right]$$

Metodología Propuesta

DMB – Procedimiento



**Volumetric
Gas Reservoir:**



Metodología Propuesta DMB – Procedimiento

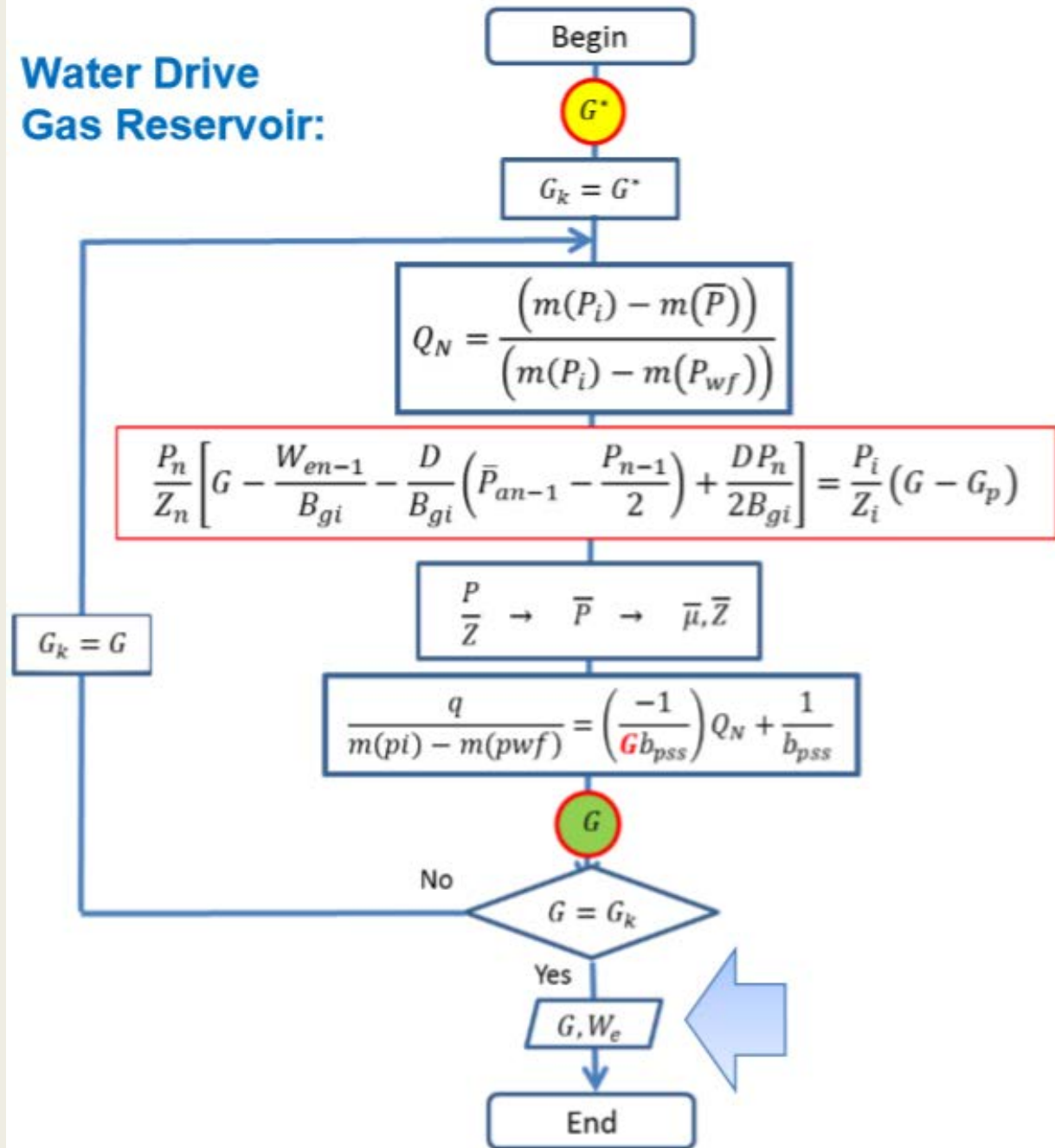


Metodología Propuesta

DMB - Procedimiento



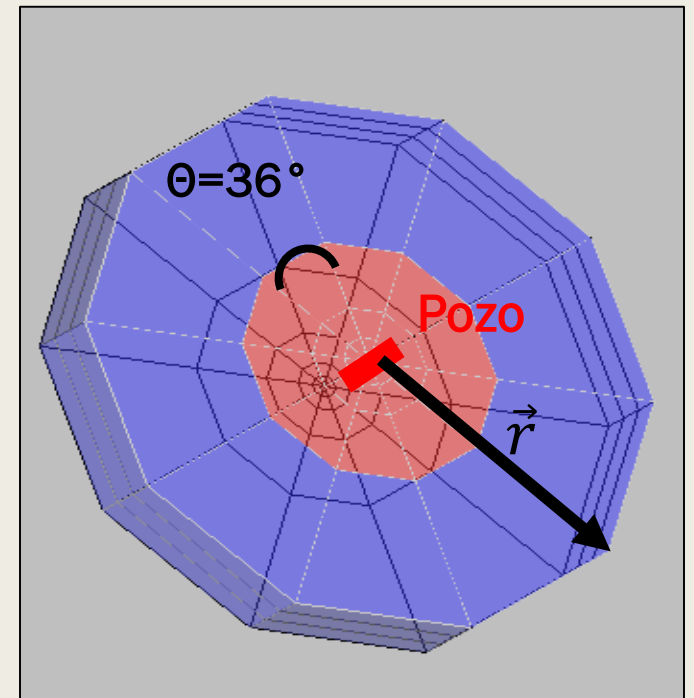
Water Drive
Gas Reservoir:



Propuesta

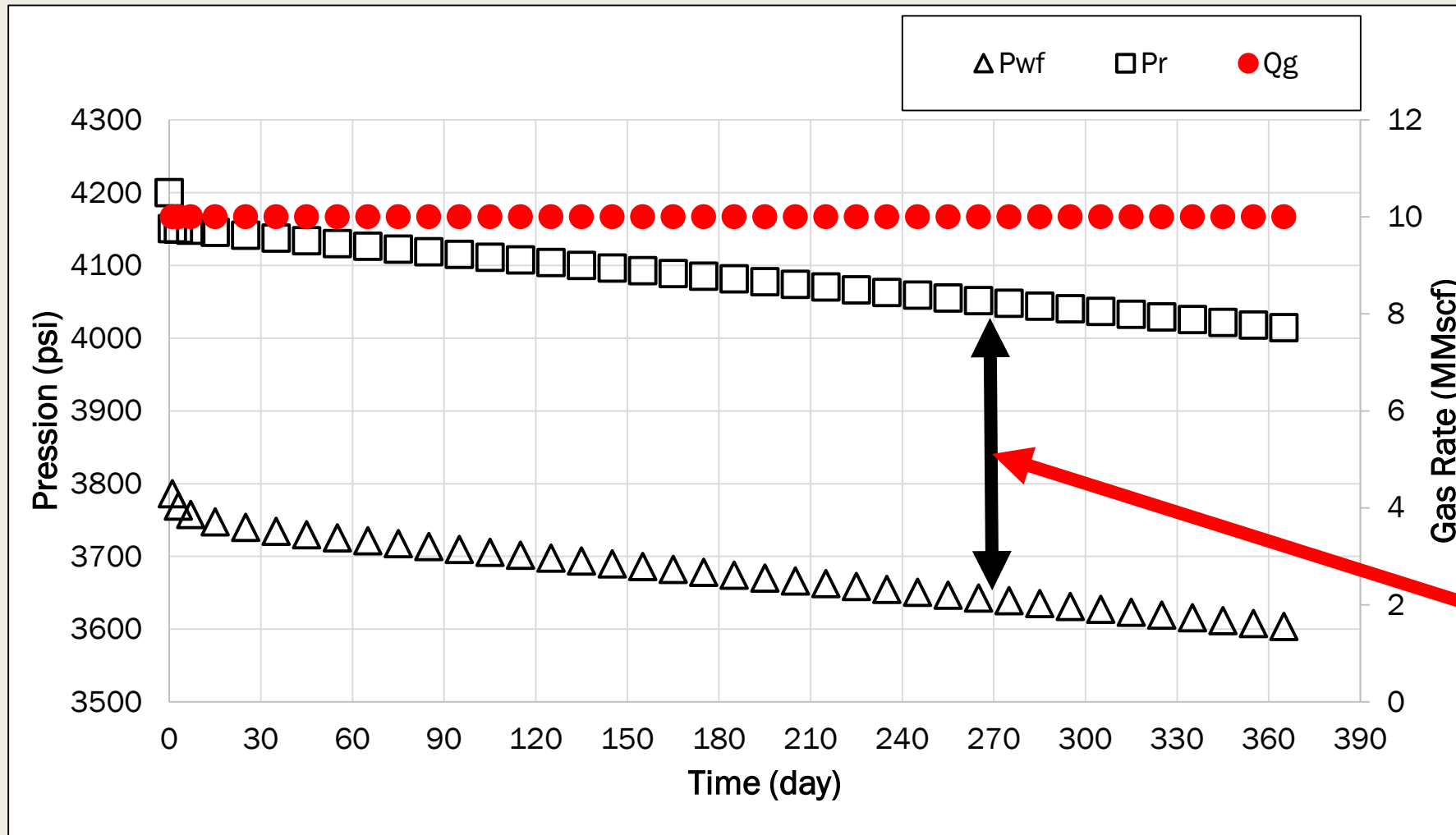
Validación - Modelo sintético

- Datos sintéticos de producción:
Generados por un simulador comercial.
- Gas Seco
- Un pozo productor en el centro del modelo
- Grilla radial (10x10x3)
- Modelo de acuífero:
Carter & Tracy (único disponible en el simulador)



Propuesta

Validación - Modelo sintético



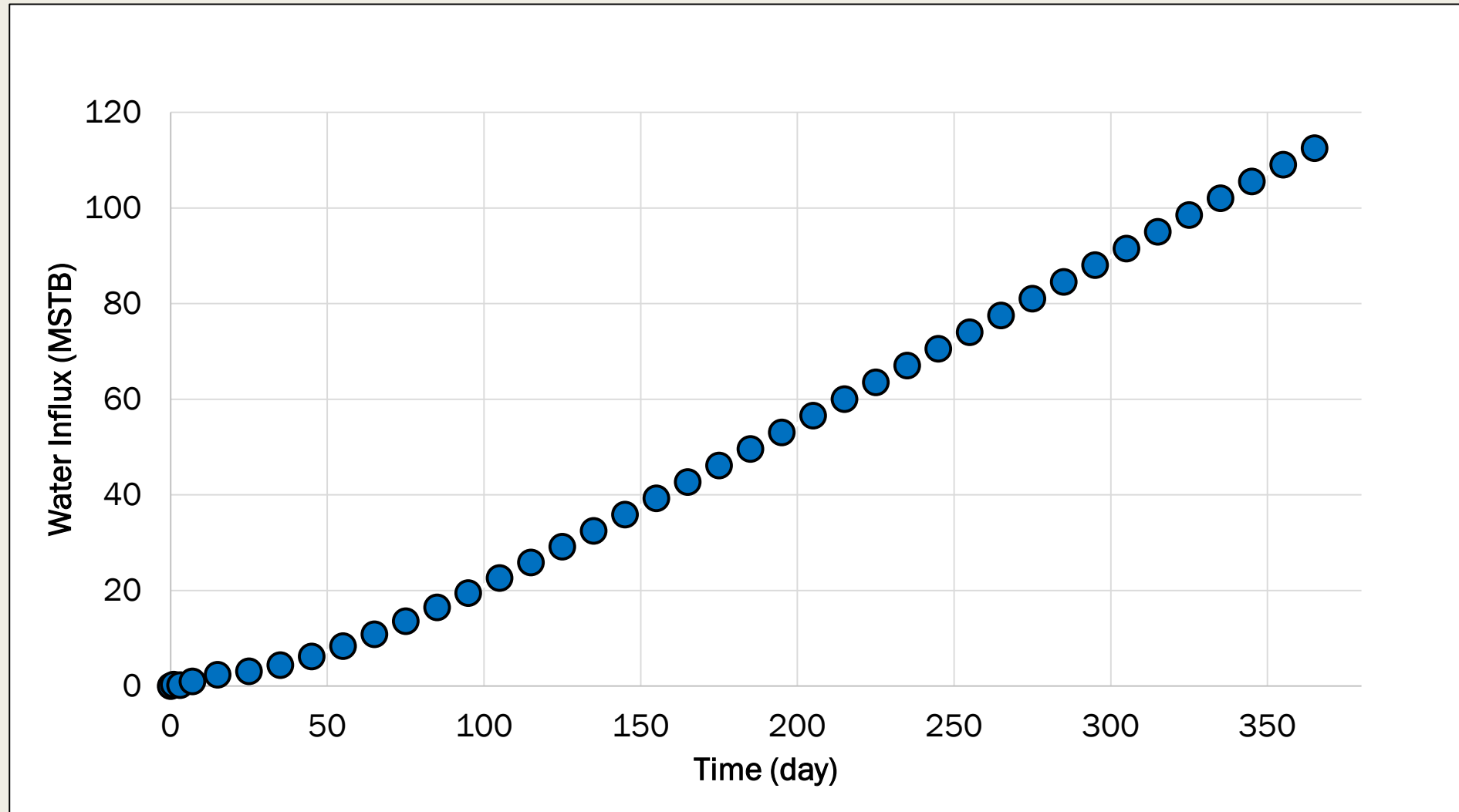
■ Datos de producción.

■ Tiempo de producción: 365 Días (time step 1 día).

Presión Perdida en el Reservorio

Propuesta

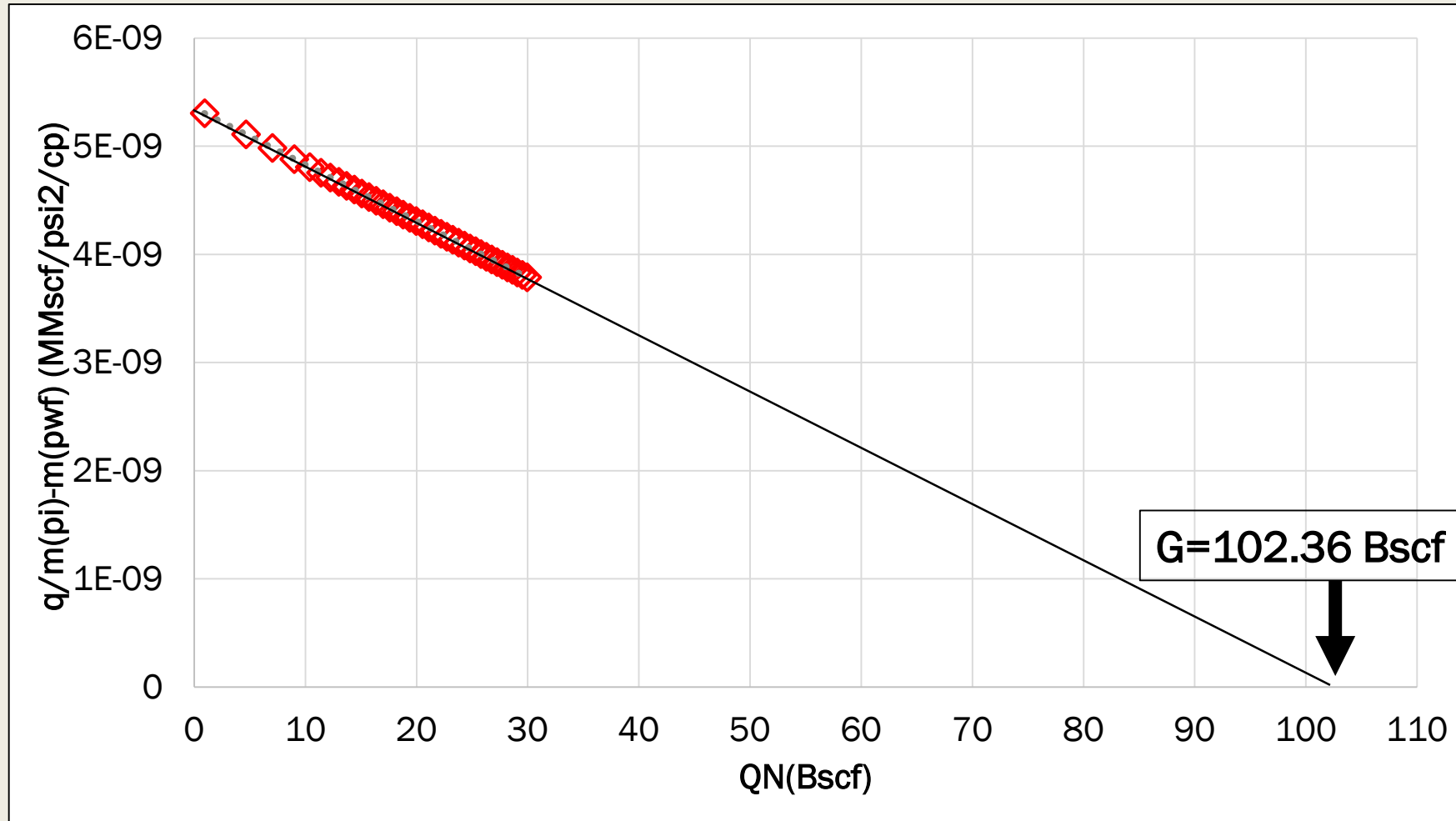
Validación - Modelo sintético



- Datos de intrusión de agua.
- Tiempo de producción: 365 Días (time step 1 día).

Propuesta

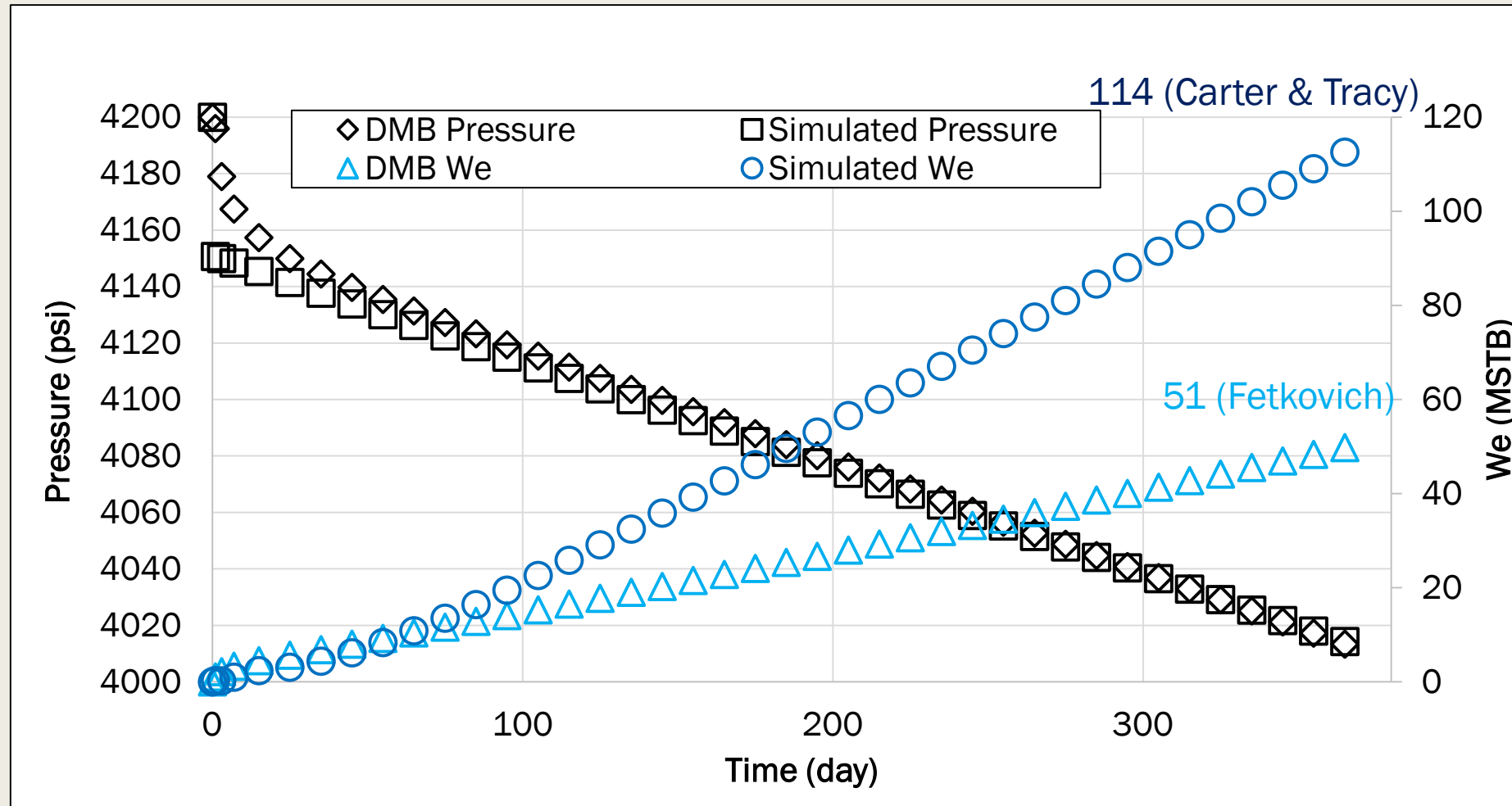
Validación - Modelo sintético



- OGIP del método propuesto: **102.36 Bscf**
- OGIP del modelo de simulador: **101.271 Bscf**
- Error Relativo: **1.06%**

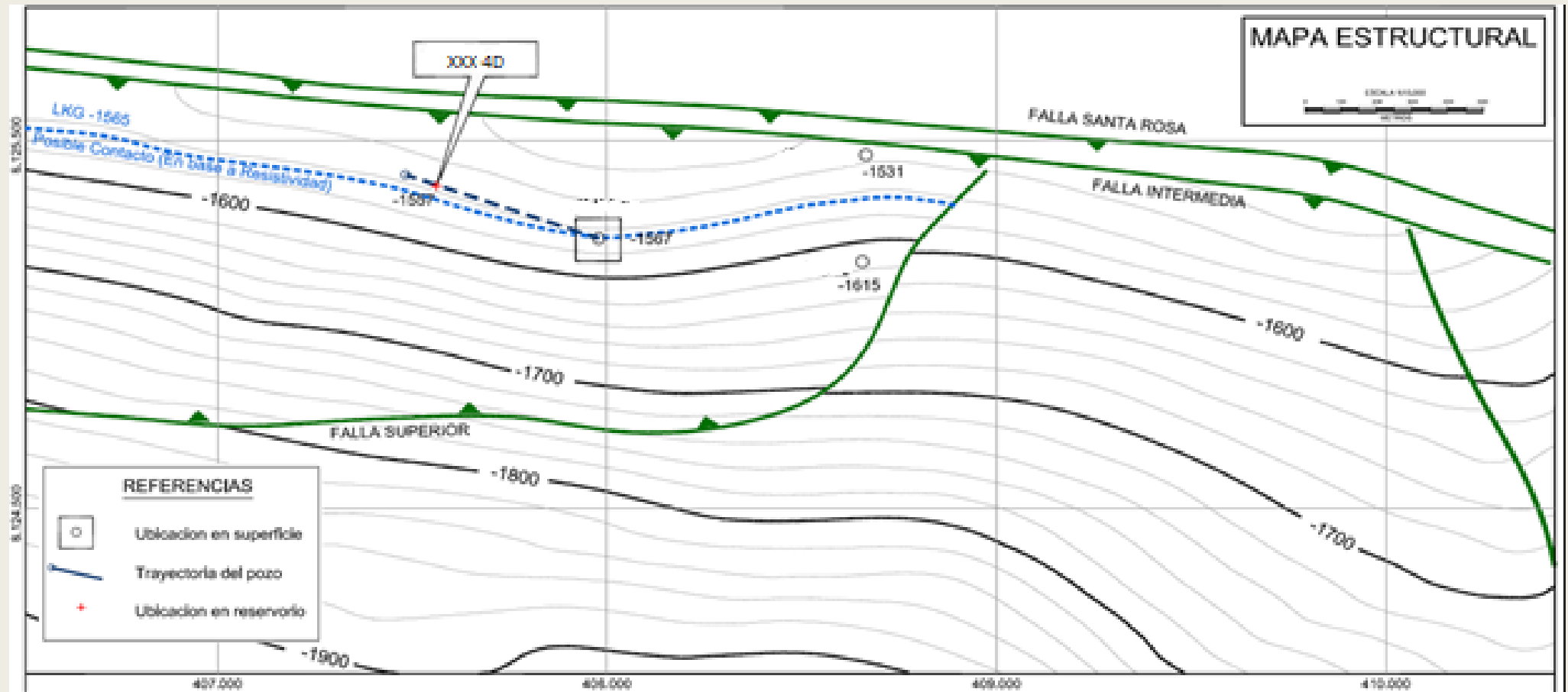
Propuesta

Validación - Modelo sintético



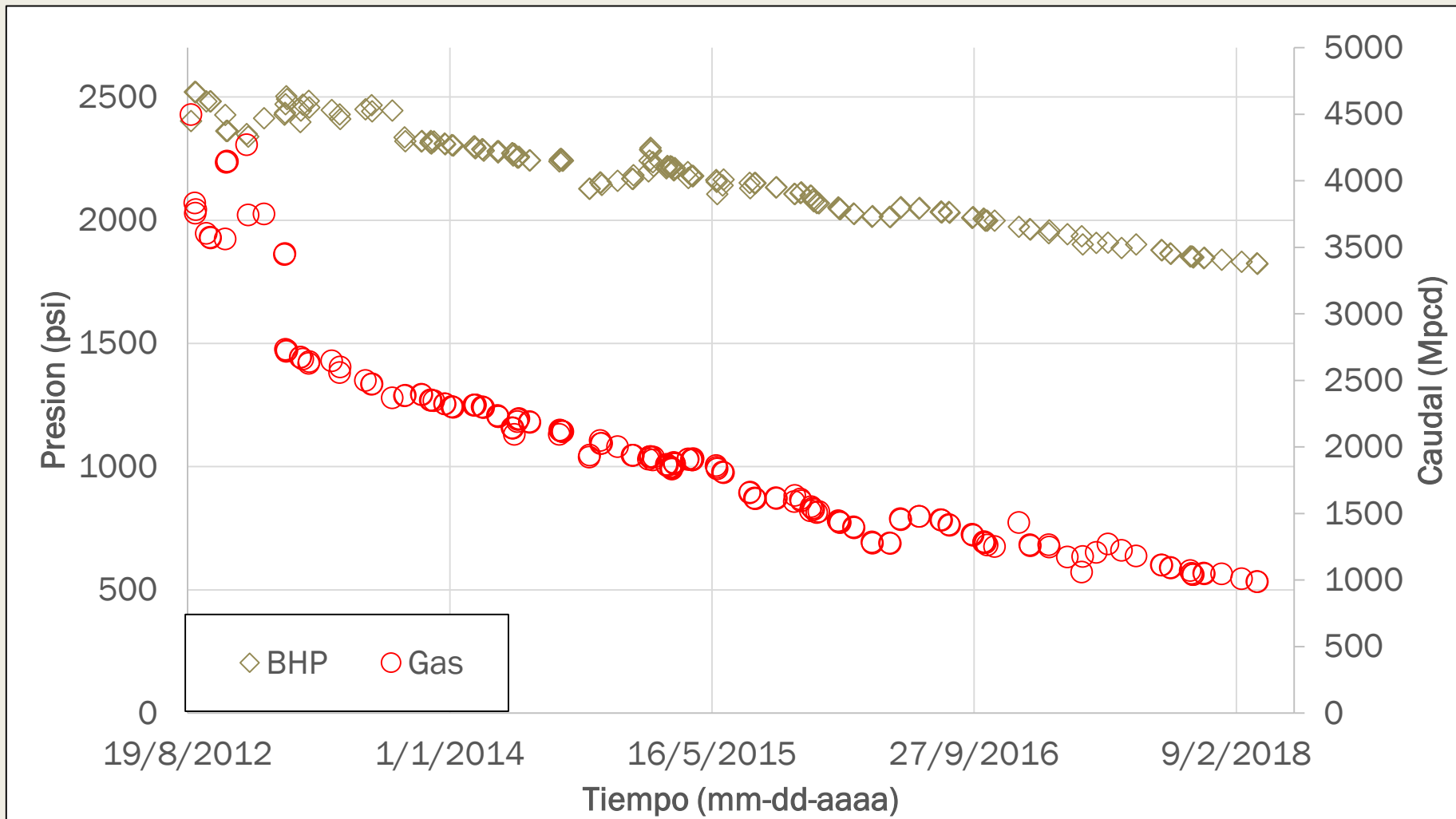
- Error Relativo para las presiones: 0.12%
- Error Relativo para la intrusión de agua: 75.5 %

Propuesta Diagnostico del reservorio



Propuesta

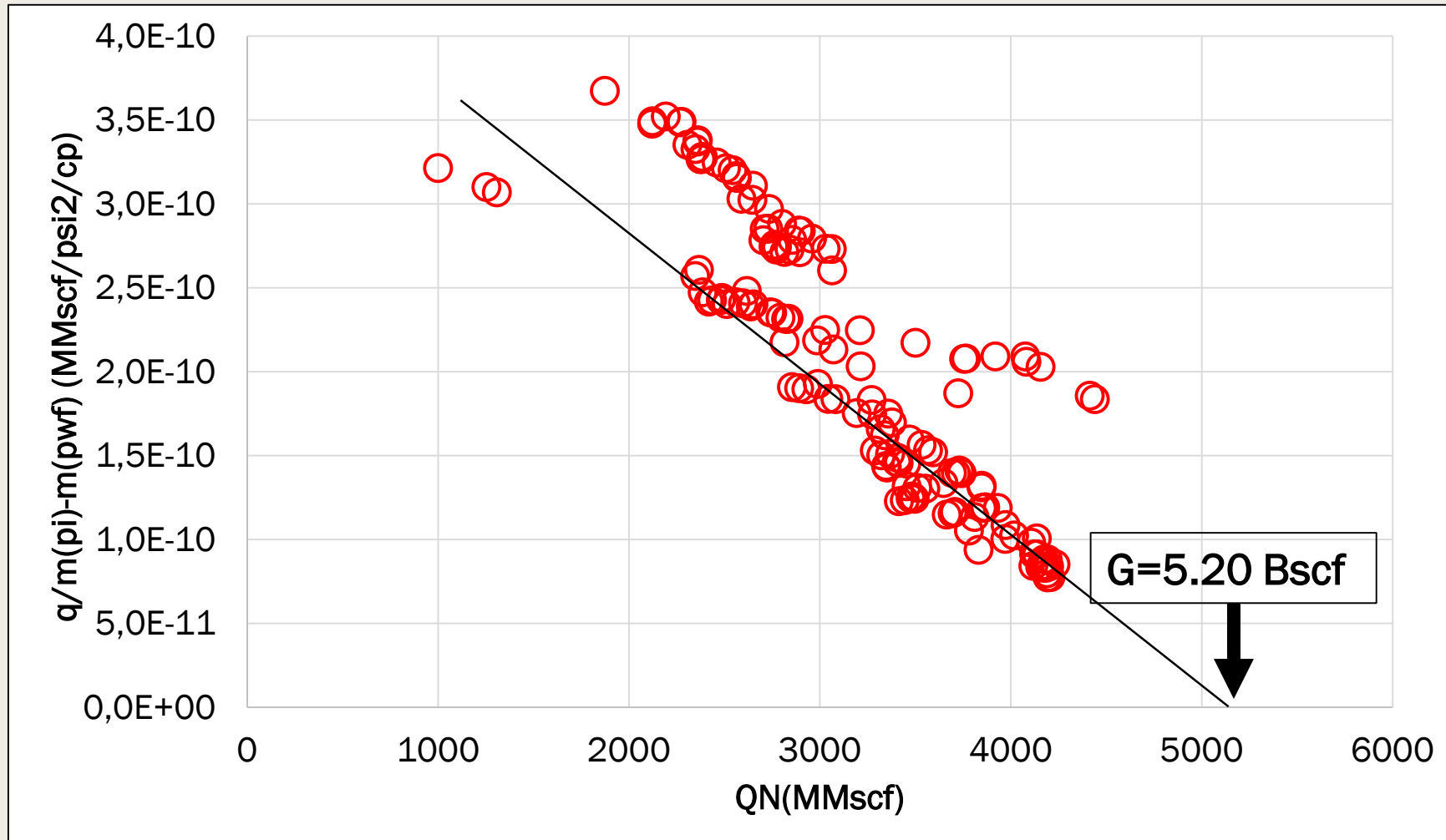
Diagnostico del reservorio



■ Histórico de producción del pozo

Propuesta

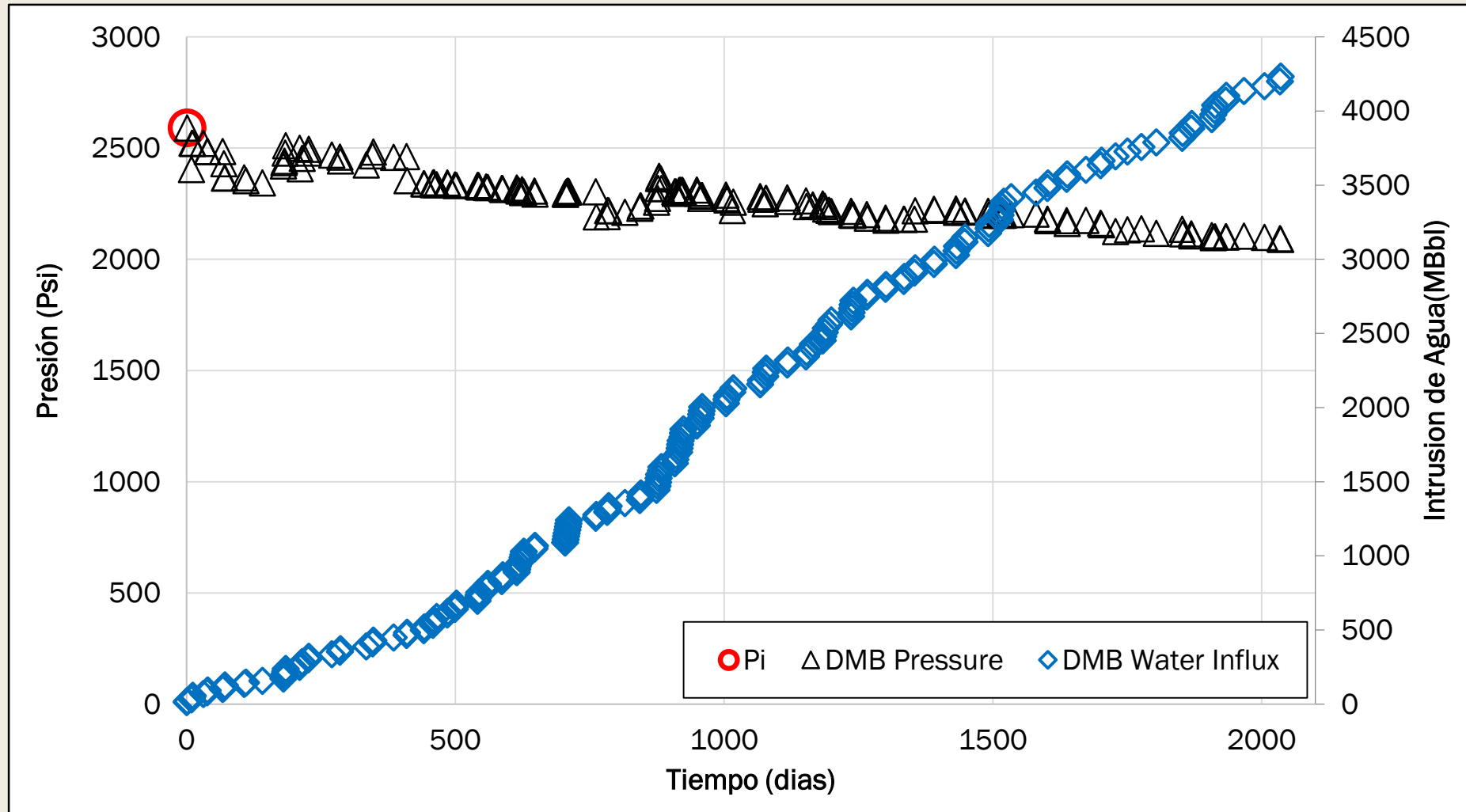
Aplicación al reservorio



- Proceso iterativo estimo el OGIP: **5.20 Bscf**
- Valor entre el P50 (5.55 Bscf) y el P60 (5.03 Bscf)

Propuesta

Aplicación al reservorio



- Calculo de las presiones promedio e intrusión de agua acumulada.

Discusión

■ Datos Sintéticos

Bajos errores relativos

- ✓ OGIP (1.06%)
- ✓ Presion Promedio de Reservorio (0.12%)
- ✓ Intrusion de agua acumulada (75.5%), sin embargo este valor esta en el mismo orden de magnitude.

■ Datos Reales

OGIP (5.2 Bscf) es consistente con la simulación Montecarlo: 3.39 Bscf(P90) y 9.06 Bscf (P10).

Considerando que la presión promedio no estaba disponible dado al alto rendimiento de agua-gas, la propuesta del método acoplado es una excelente alternativa.

Conclusiones

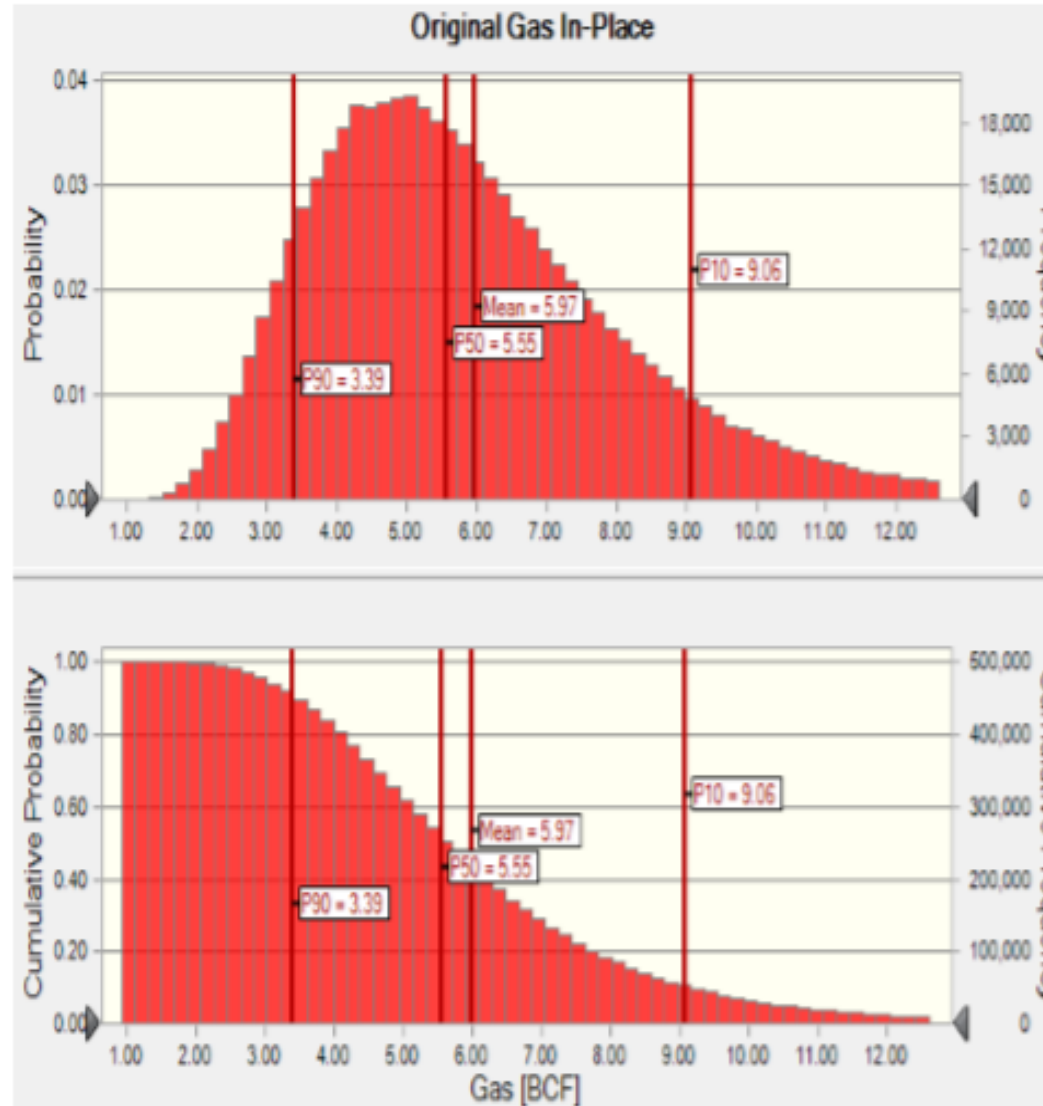
- El balance de materia dinámico fue exitosamente extendido a un reservorio de gas seco con intrusión de agua acoplando el método con el modelo de acuífero de Fetkovich
- El método acoplado fue validado mediante la simulación numérica donde errores relativos bajos fueron encontrados, 1.06% y 0.21% para el OGIP y la presión promedio de reservorio. Un error relativo de 75.5% fue encontrado para la intrusión de agua acumulada.
- El caso de estudio real también confirmó la significancia y la confianza en el método propuesto como herramienta alternativa para el cálculo del OGIP en un reservorio de gas seco con intrusión de agua.

GRACIAS POR SU ATENCION

APPLICATION: Real Field Data

RESERVOIR	
Pi:	2590 Psia
Tr:	156 °F
h:	10 ft
ϕ :	0.132
S _w :	0.43
Depth:	6057 ft
Pore Pres. Grad.:	0.427 psi/ft
FLUID PROPERTIES	
SG _g :	0.61
CO ₂ Mol	8.27 %
WELL INFORMATION	
TYPE:	VERTICAL WELL
TUBING ID:	1.995 In
r _w :	0.27 ft

Monte Carlo results:



PERCENTILES RESULTS	
	Original
	Gas In-Place
Percentile	[BCF]
P100	0.93
P99	2.27
P90	3.39
P80	4.01
P70	4.53
P60	5.03
P50	5.55
P40	6.12
P30	6.79
P20	7.67
P10	9.06
P1	13.47
P0	29 35.09

