

YPF

Análisis para Mejorar el Factor de Recobro en Yacimientos de Tight Gas

#tightgas, #infill-drilling, #simulation

Federico G. Bianchi, YPF SA, Desarrollo Tight Gas federico.bianchi@ypf.com

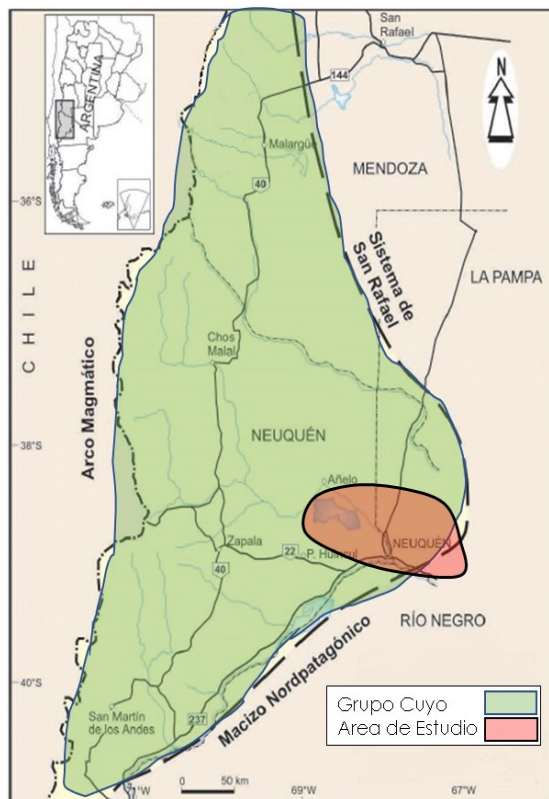
Verónica Hammar, YPF SA, Desarrollo Tight Gas veronica.hammar@ypf.com

Fabrizio Nissero, YPF SA, Desarrollo Tight Gas fabrizio.nissero@ypf.com

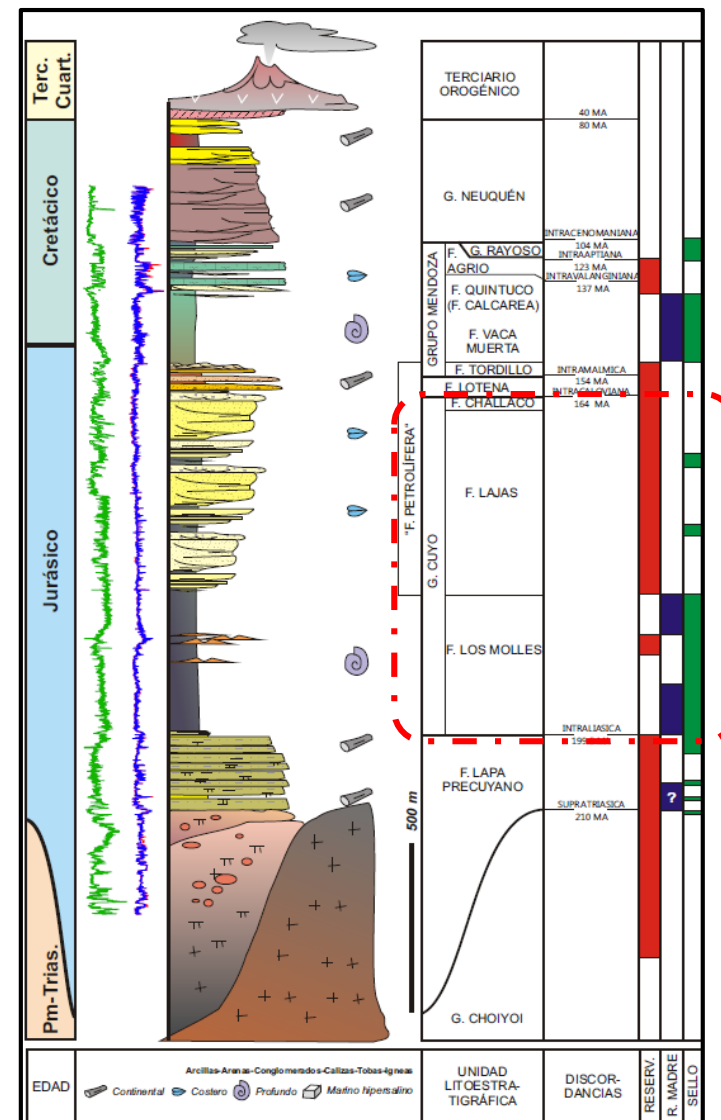
Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- Metodología.
- Características de los reservorios.
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- Recomendaciones

Introducción – Ubicación – Marco geológico



Mapa de la Cuenca Neuquina mostrando la extensión del Gr. Cuyo y el área de interés en el presente trabajo.

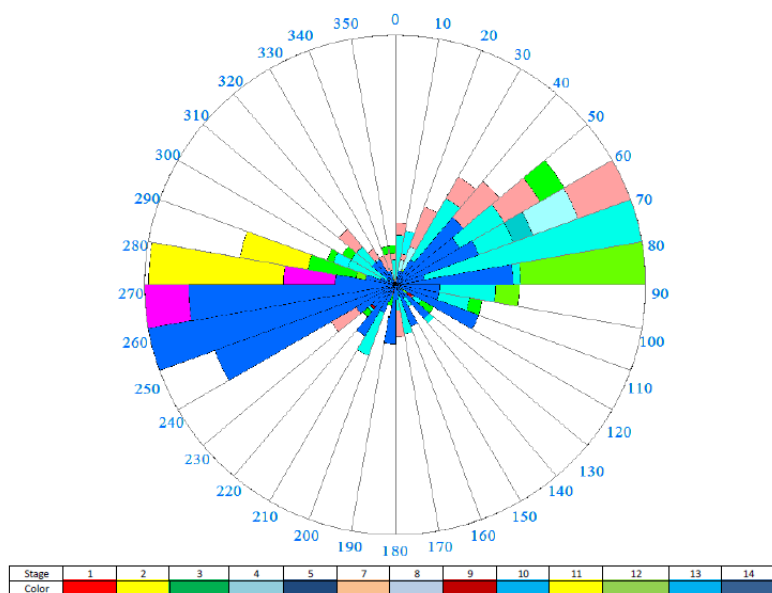


Estratigrafía de la Cuenca Neuquina con las principales unidades litoestratigráficas

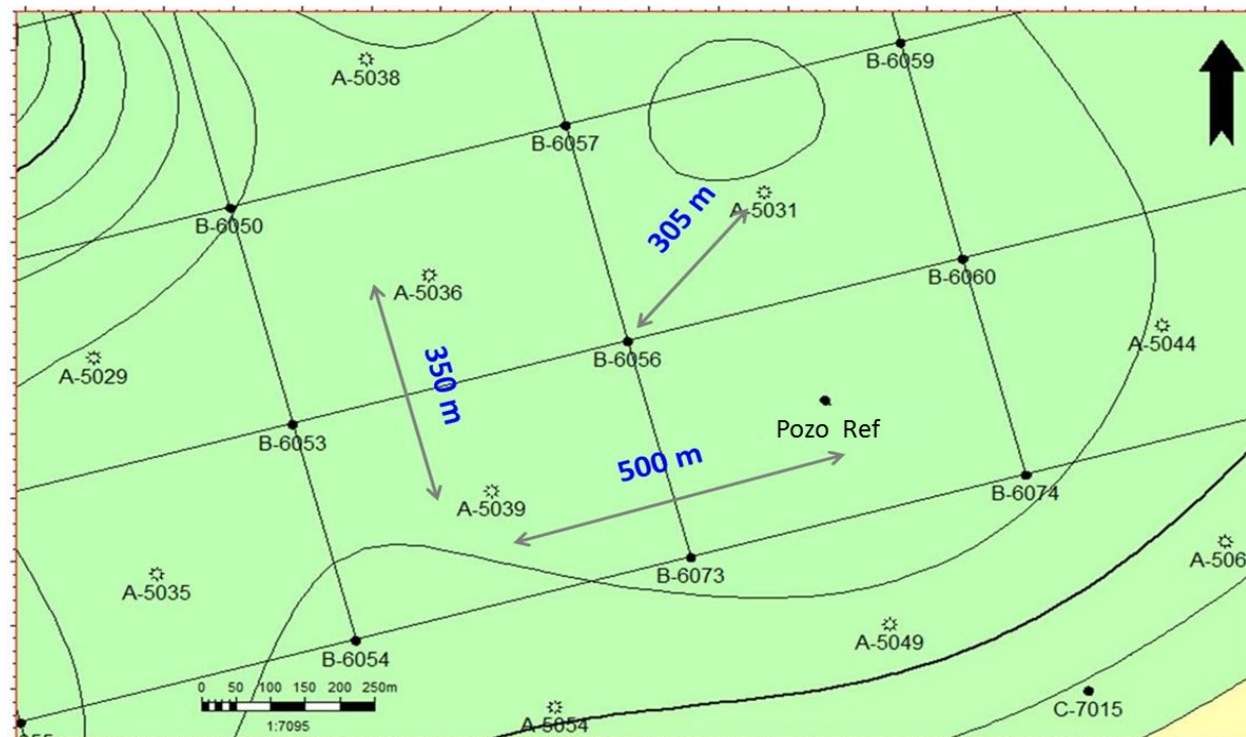
Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- Metodología.
- Características de los reservorios.
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- Recomendaciones

Antecedentes - Propuesta



Roseta de azimut de máximo esfuerzo
provenientes de datos de imágenes de
pozo y micro sísmica.



Esquema del arreglo regular buscado en el proyecto. (sobre mapa de elevación)
Los pozos en el centro de los recuadros corresponden a pozos perforados o a
perforarse a 40 acres y los vértices de los rectángulos las posiciones para
perforación infill.

Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- **Metodología.**
- Características de los reservorios.
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- Recomendaciones

Metodología

Prioridad	Análisis Estructural			Datos Estáticos			Datos Dinámicos					Terminación
	Inferior	Medio	Superior	N° Pozos	Corona / TLR	Imagen	Produccion	N° PLT	Microsismica	Presiones	Controles	Metodo
Opcion 1	Proximo a zona de fallas	Zona de fallas	Sin Fallas	3	PRM y Lajas	1 Pozo	91.6%	12	No	Abundantes	Diarios, telemetria 1 pozos	Mixta, no contemporanea
Opcion 2	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	4	No	No	44.5%	4	2	Normales	Telemetría	P&P YPF
Opcion 3	Sin Fallas	Sin fallas	Sin Fallas	2	No	1 Pozo	39.6%	6	No	Normales	Diarios	P&P
Opcion 4	Falla directa suprime espesor en RN-1050	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	3	No	No	44.80%	7	No	Escasos	Diarios, telemetria 1 pozos	Mixta, no contemporanea
Opcion 5	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	4	No	No	100%	2	No	Normales	Diatios, telemetria 1 pozos	P&P, no contemporanea

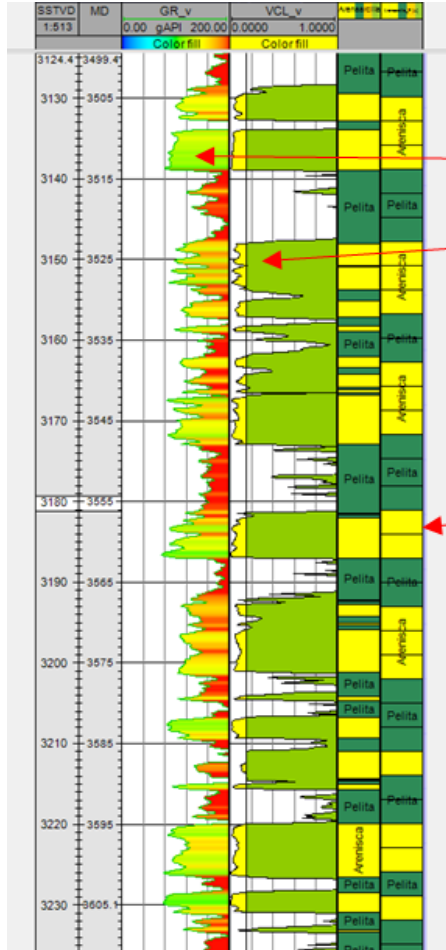
Matriz de factores analizados para selección ubicación de los pilotos

Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- Metodología.
- **Características de los reservorios.**
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- Recomendaciones



Características de los reservorios

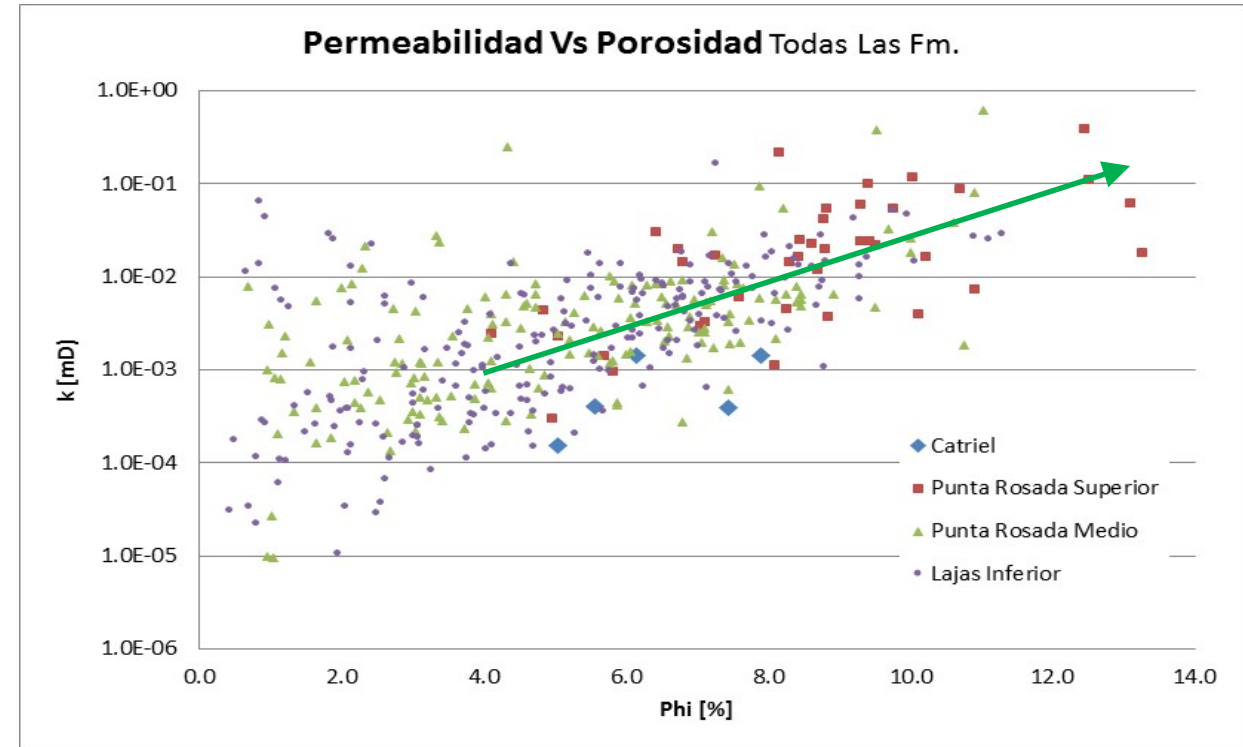


GR

Vcl 15%
Cut off

Facies discretas
Arenisca-pelita

Perfil de pozo mostrando
las facies estimadas del Vcl
y las facies escaladas al
modelo.

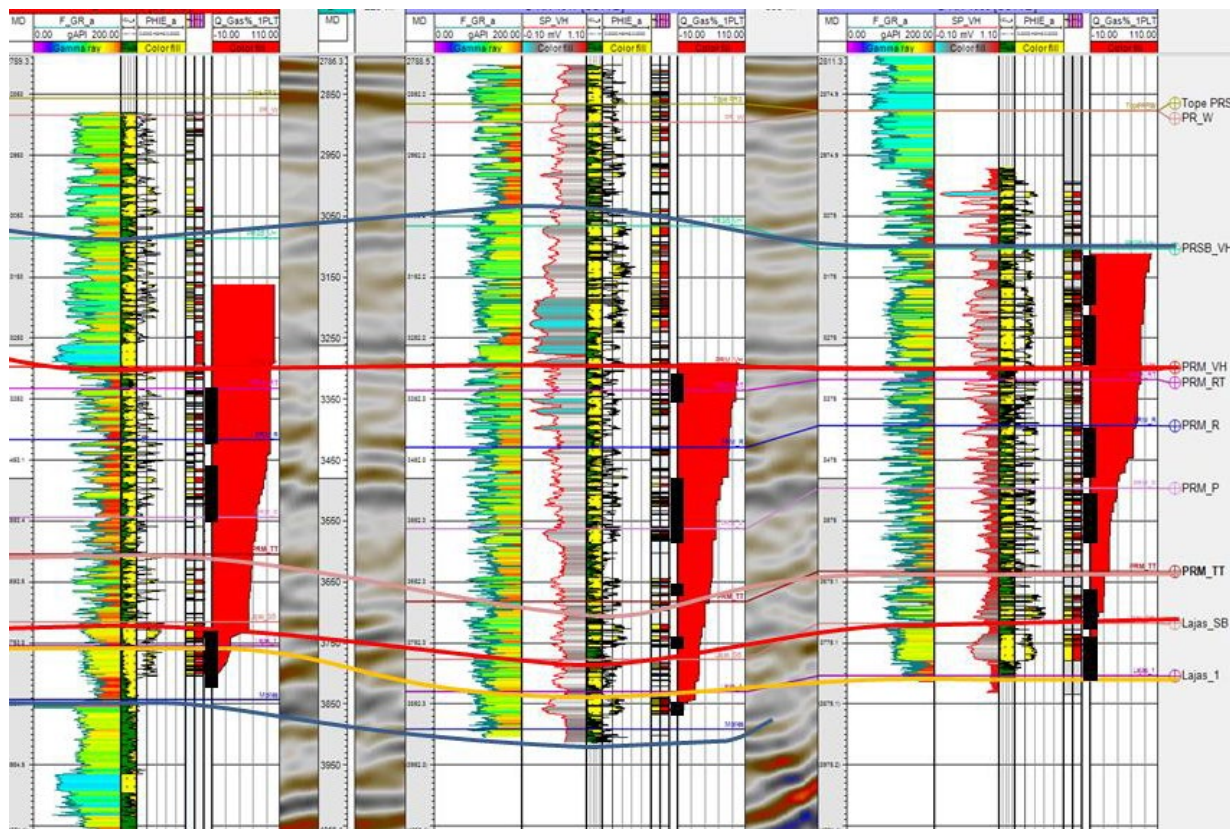


Distribución de valores de porosidad y permeabilidad
(@NOBP).

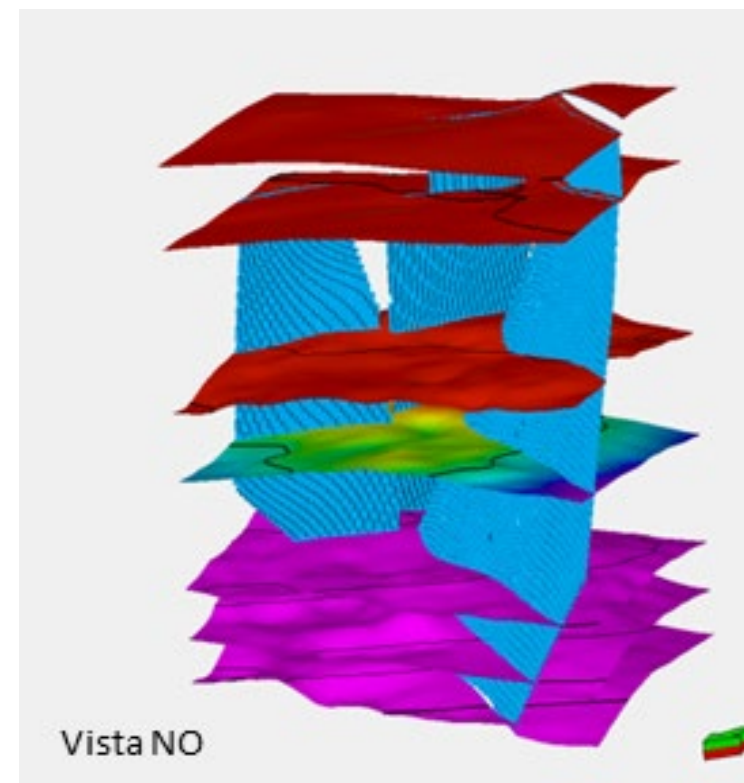
Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- Metodología.
- Características de los reservorios.
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- Recomendaciones

Primer piloto infill – Modelo Estático

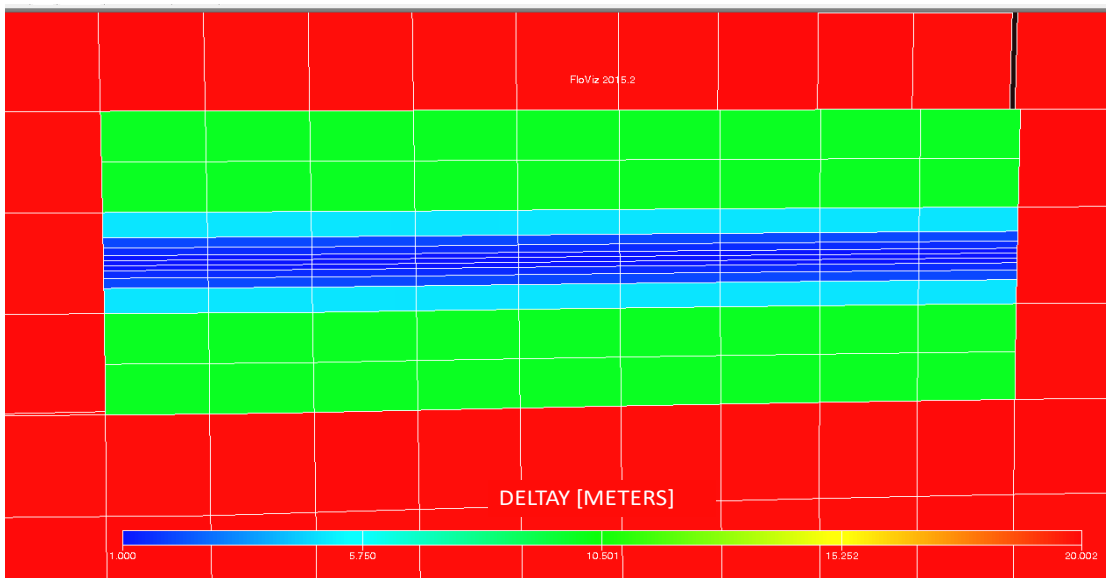


Corte de los pozos circundantes y perfiles de producción

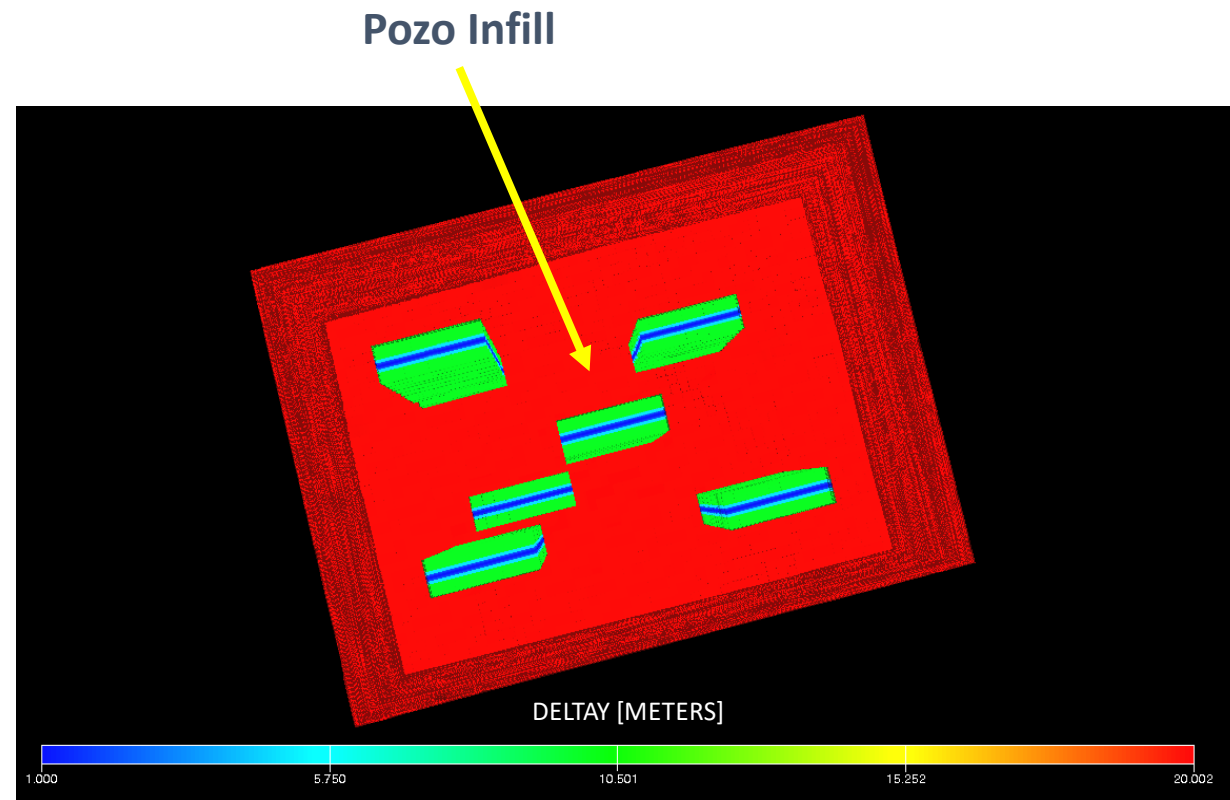


Vista NO del modelo estructural (fallas y horizontes) utilizado en la simulación. Las fallas que afectan la grilla se modelaron escalonadas, para evitar las celdas triangulares y simplificar el modelo.

Primer piloto infill – Fracturas hidráulicas

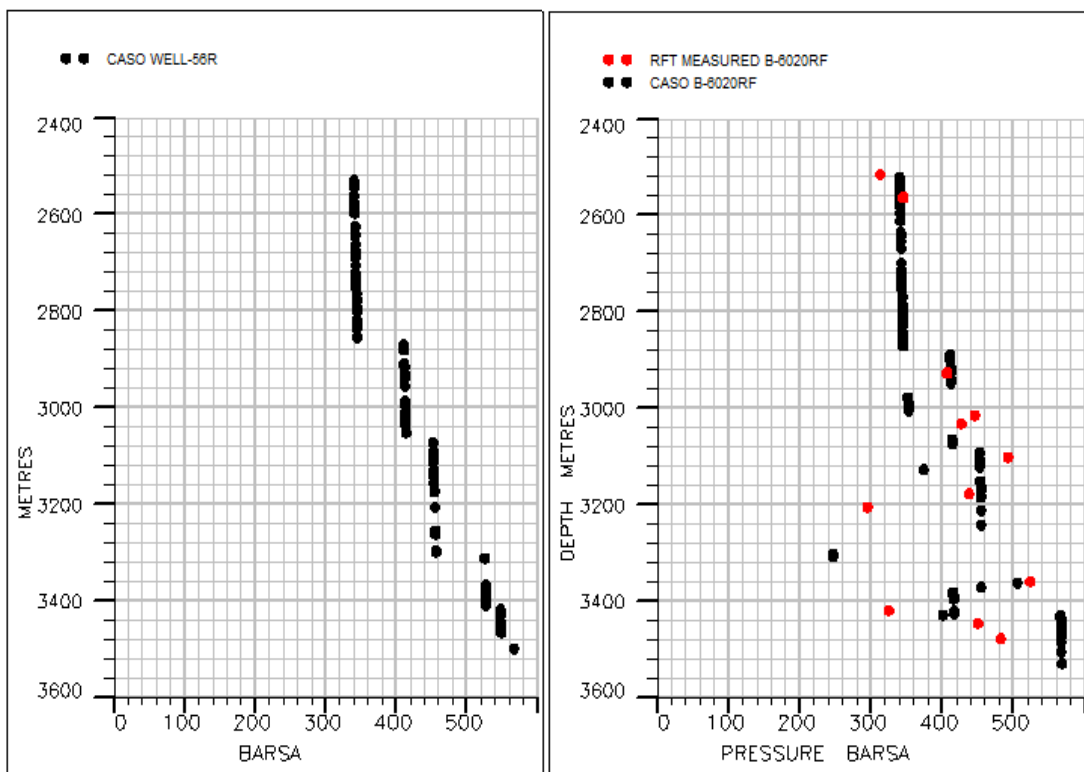


Geometría de las LGR

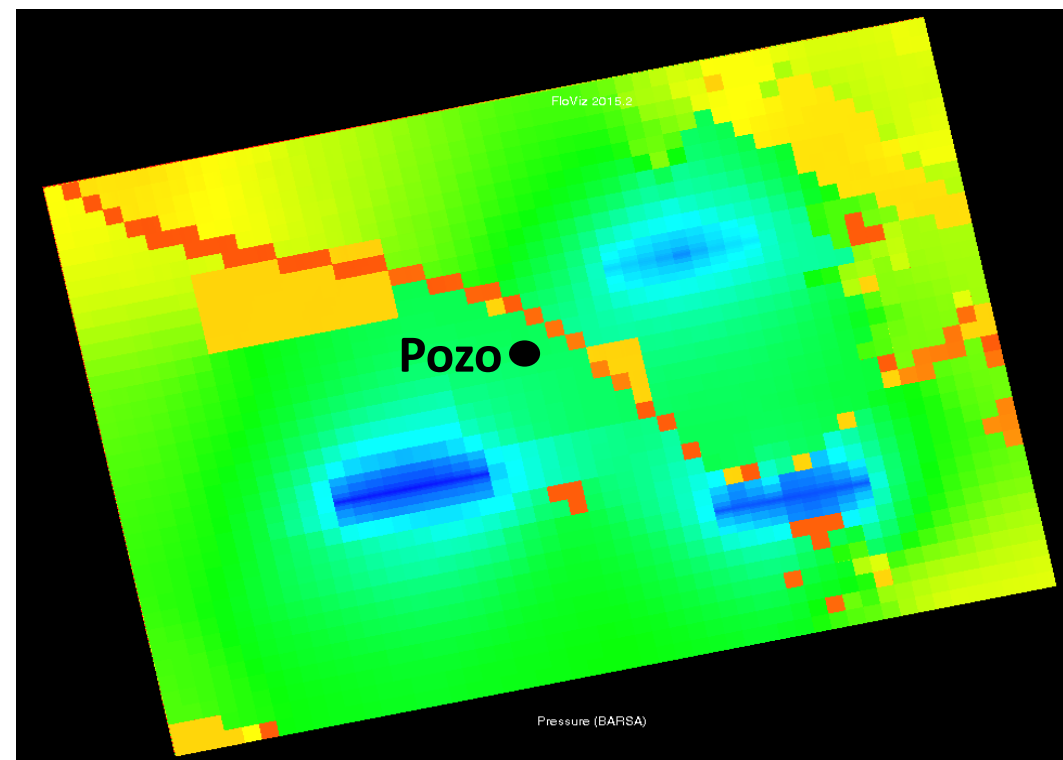


Esquema de pozos y LGRs en el modelo.

Primer piloto infill – Inicialización y ajuste histórico



Izq. presiones medidas en rojo y equilibrio inicial planteado.
Derecha: mediciones y simulación en el momento de perforación
del pozo *infill*.



Primer piloto infill – Inicialización y ajuste histórico

Proceso de ajuste histórico

Este tipo de reservorios se caracteriza por dos regímenes de flujo principales:

- Flujo transiente, relacionado con producción temprana y estrategia de completación.
- Flujo Pseudo estacionario, relacionado con efectos de largo plazo y comportamiento de matriz.

El primer paso consistió en ajustar la producción a largo plazo, variando la permeabilidad de la matriz (17 años de producción el pozo más antiguo).

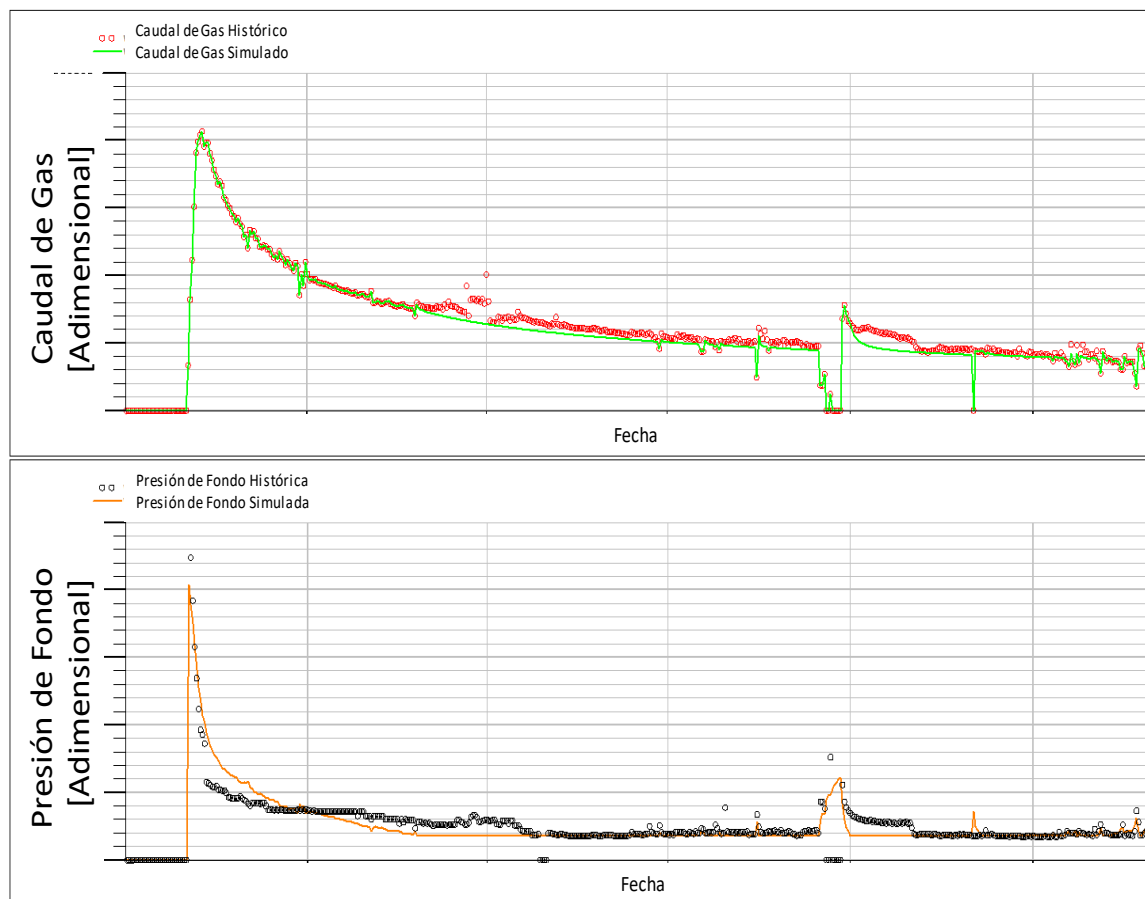
Una vez que esta ajustada la permeabilidad de la matriz (km), se ajusta la permeabilidad de cada fractura hasta alcanzar las producciones registradas con PLTs.

Workflow Estándar

- 1 - Construir Modelo Estructural
- 2 - Escalar las propiedades a los pozos
- 3 - Poblar el Modelo
- 4 - Analizar la historia de producción
- 5 - Construir el modelo de fractura
- 6 - Inicializar el modelo
- 7 - Ajustar la producción de la matriz
- 8 - Ajustar la producción de las fracturas
- 9 - Realizar escenarios de producción
- 10 - Comparar alternativas

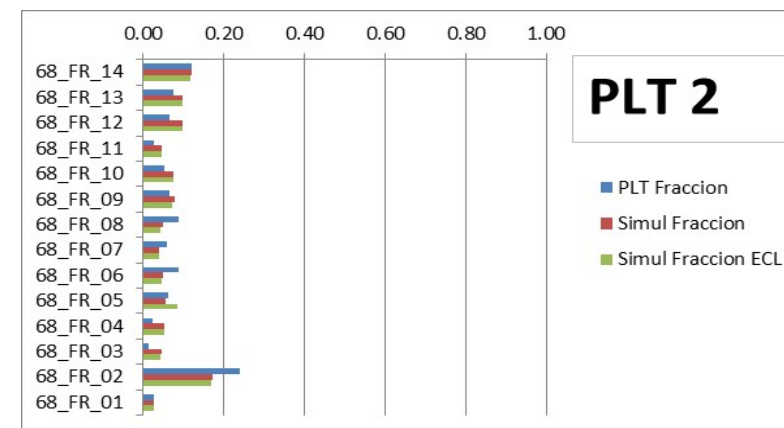
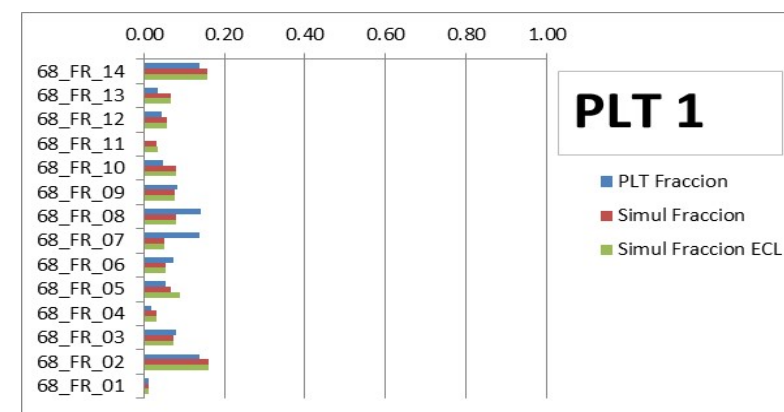
Primer piloto infill – Inicialización y ajuste histórico

Ajuste histórico – Ejemplo de pozo

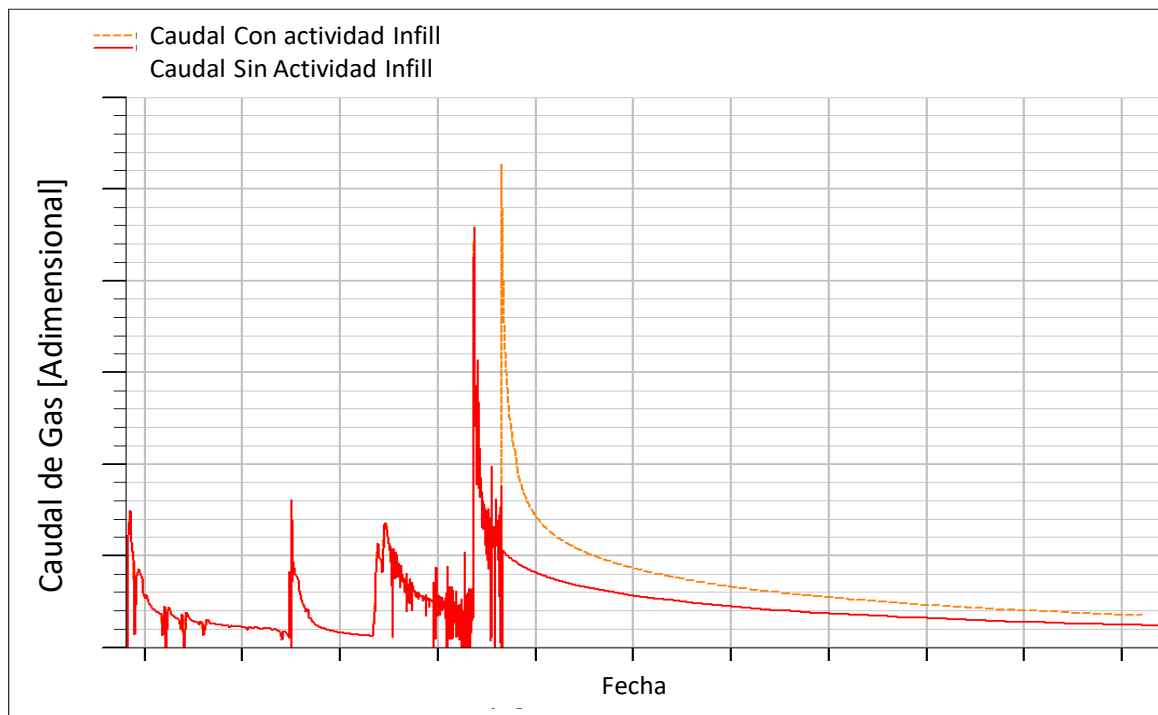


Ajuste de presión de fondo de pozo y ajuste de caudal de gas en los 15 primeros meses.

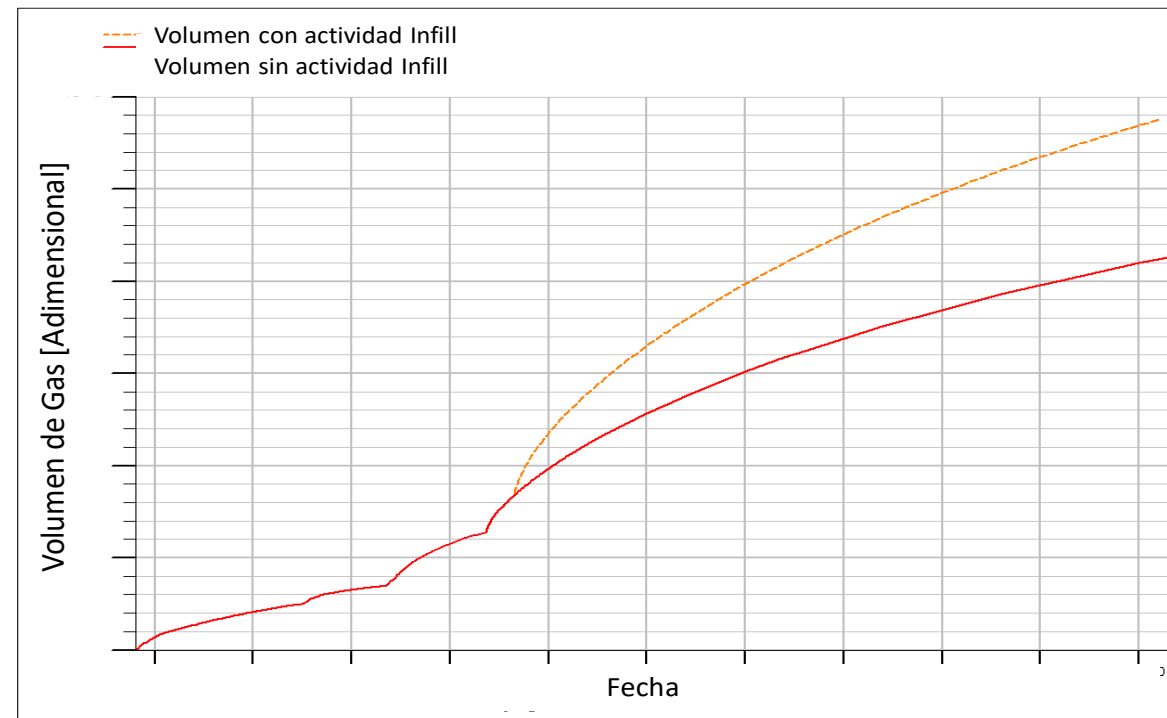
Ajuste de producción de gas por capa.
[Fracción]



Primer piloto infill – Pronósticos de producción – Caso Base y Actividad



Comparación de caudales diario entre escenario sin actividad y escenario con *Infill*



Comparación de acumuladas entre escenario sin actividad y escenario con *Infill*.

Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- Metodología.
- Características de los reservorios.
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- Recomendaciones

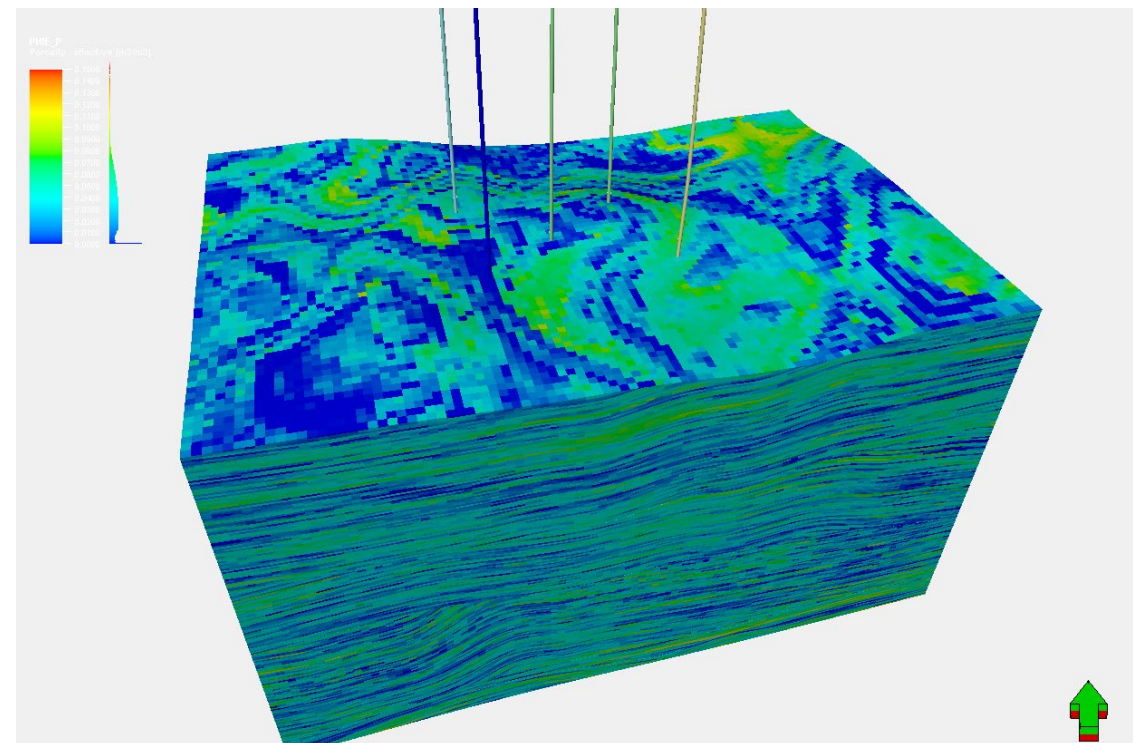
Segundo piloto infill

Este modelo busca:

- estudiar la factibilidad de encontrar capas depletadas al momento de su perforación
- estimar el porcentaje de producción nueva de dicho *infill*.

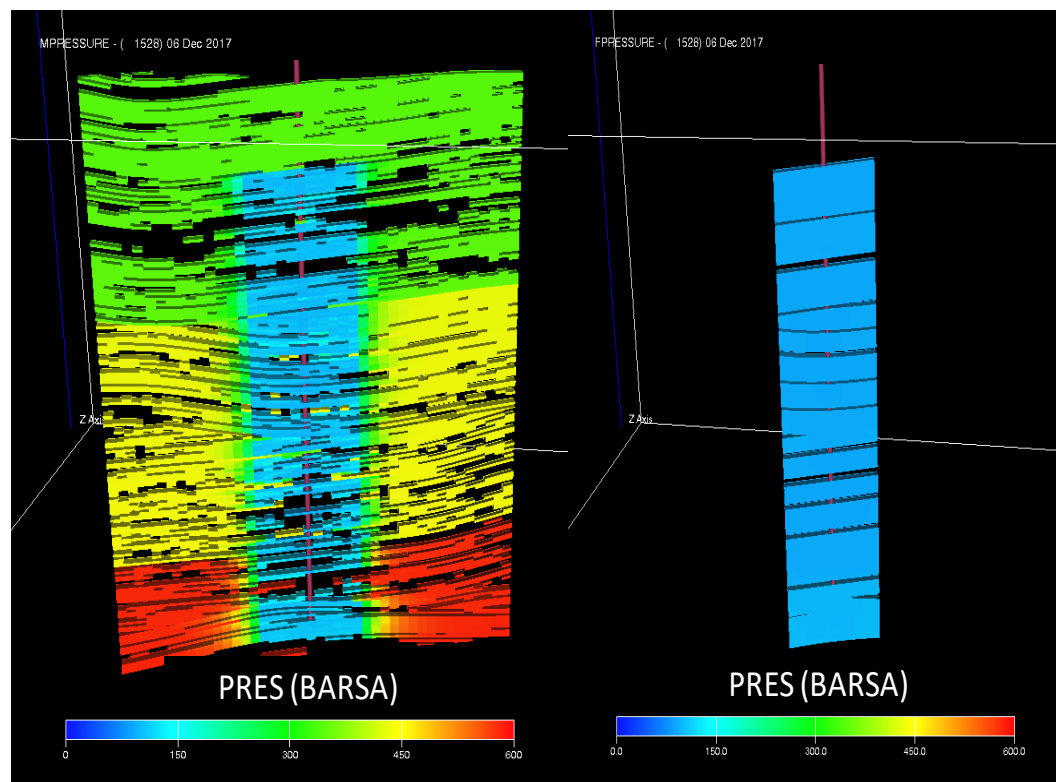
Adicionalmente, se tomó el desafío de crear un modelo que logre:

- ajustar la producción de agua durante el *flowback*,
- estimar el origen de la producción de agua actual (*flowback* y/o formación).



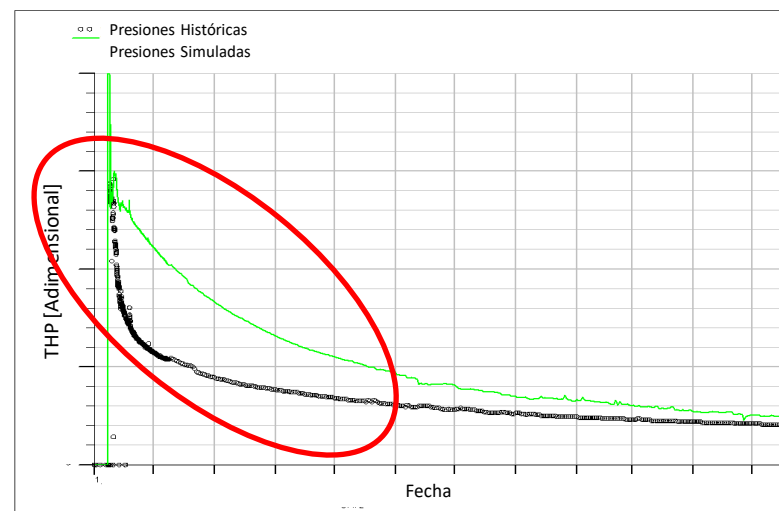
Modelo estático: distribución de porosidad

Segundo piloto infill – Modelo 1: Doble Porosidad

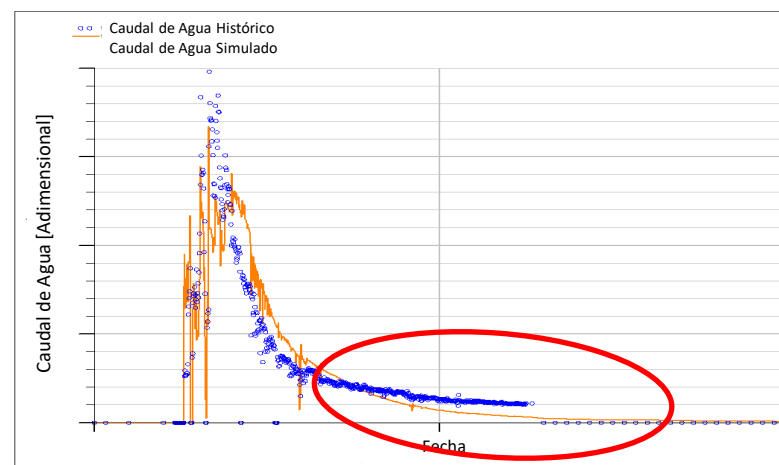


Estado de presiones en matriz (izq.) y fractura (der.) con 6 meses de producción.

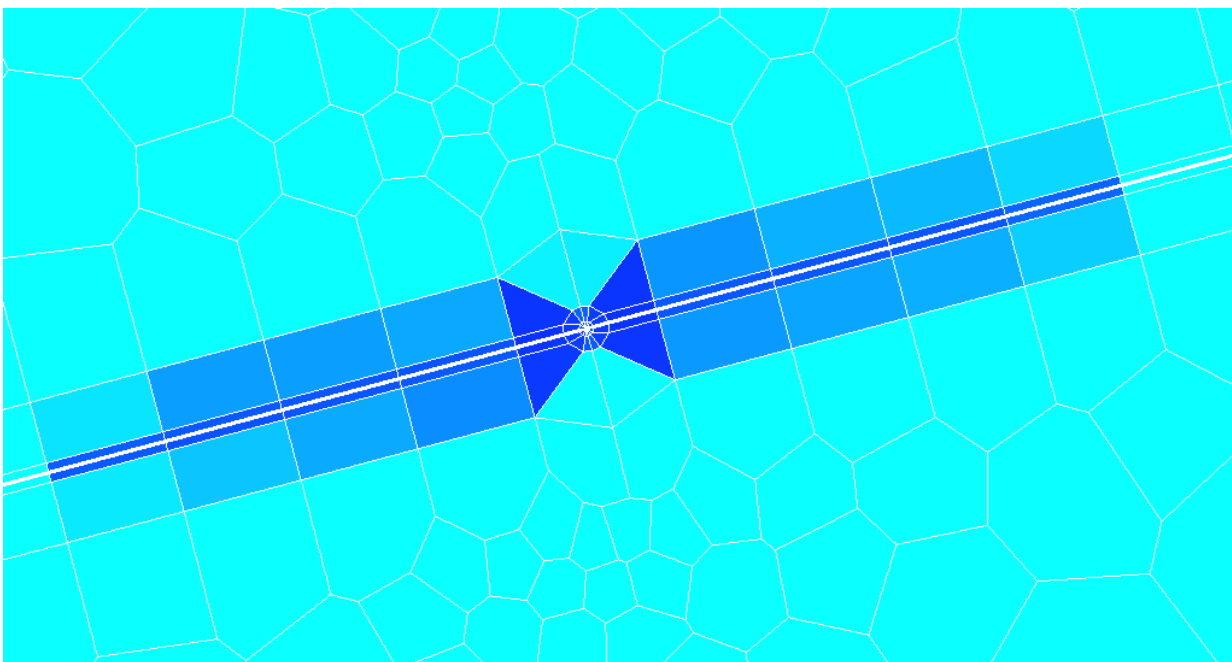
No se logra un ajuste aceptable de presión durante el periodo de *flowback*



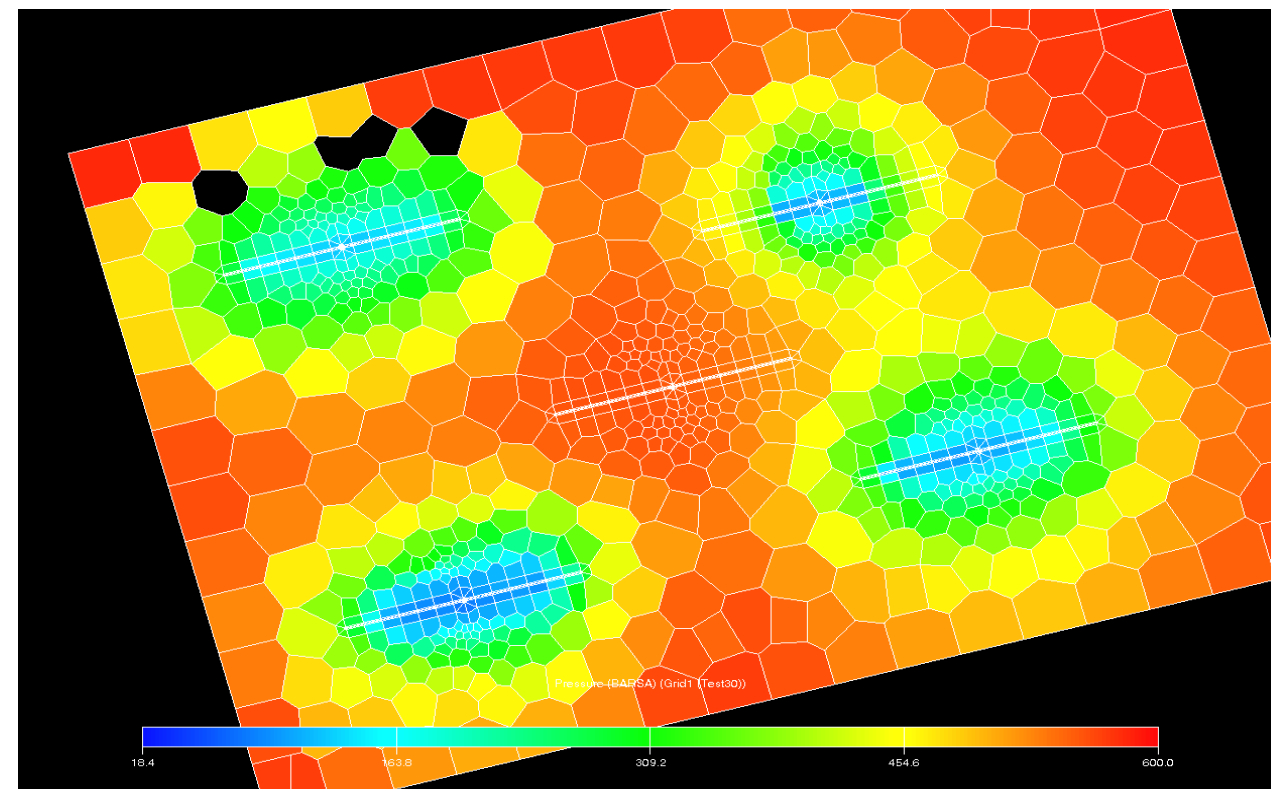
Ajuste de
presión de Boca
de Pozo y Ajuste
de caudal de
agua en los 2
primeros meses



Segundo piloto infill – Modelo 2: Grilla No estructurada (PEBI)



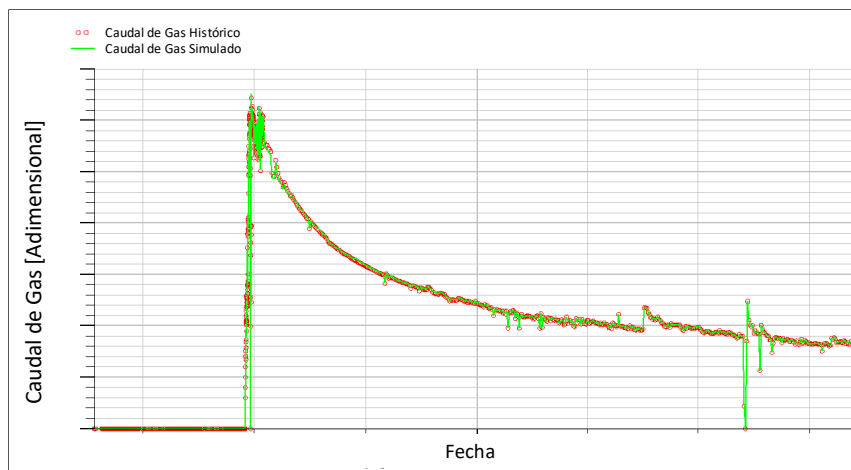
Grilla no estructurada: detalle en las cercanías del *wellbore*.



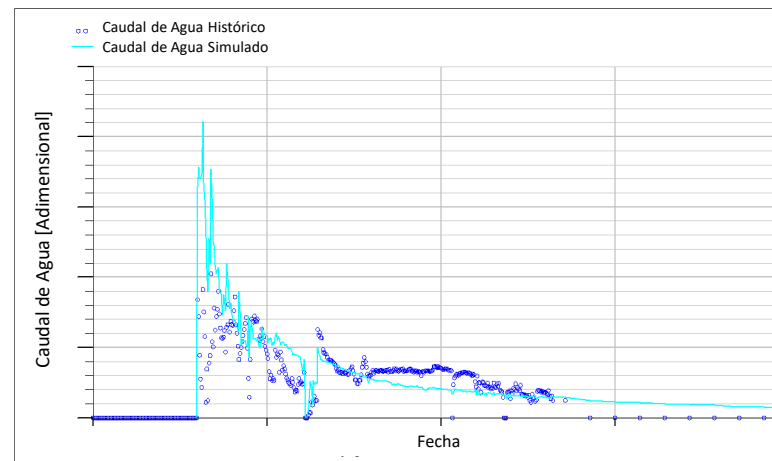
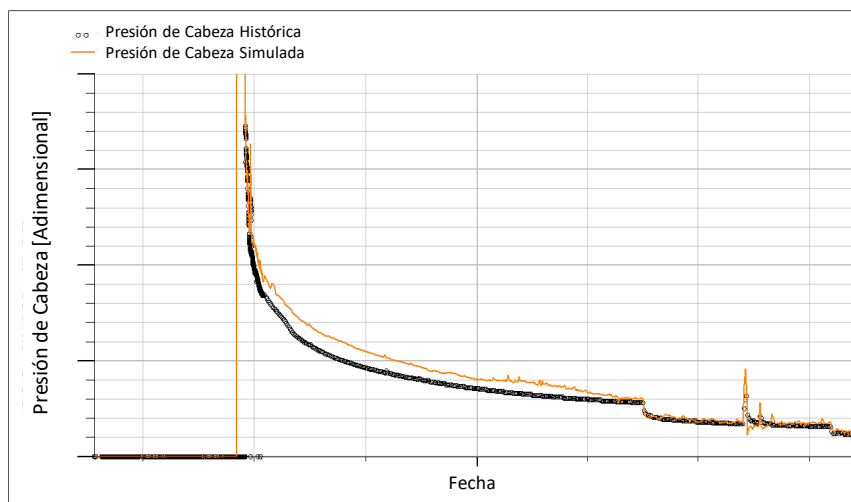
Grilla no estructurada: detalle de las grillas locales de cada pozo.

Segundo piloto infill - ajuste histórico

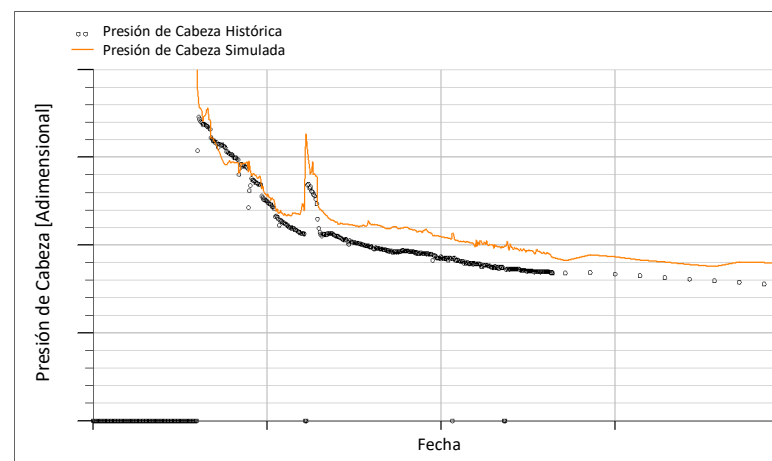
Ajuste histórico – Ejemplo de pozo



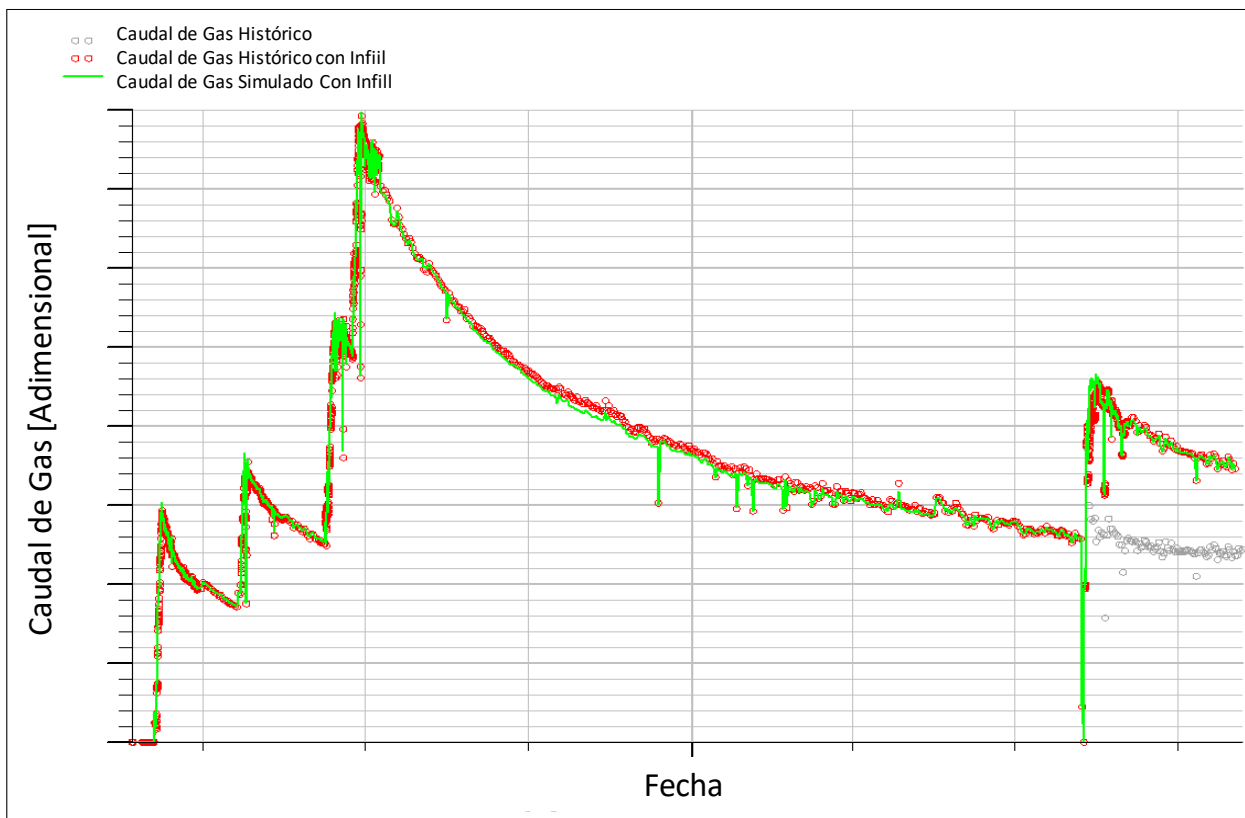
Ajuste de
presión de boca
de pozo y ajuste
de caudal de gas
en los 15
primeros meses



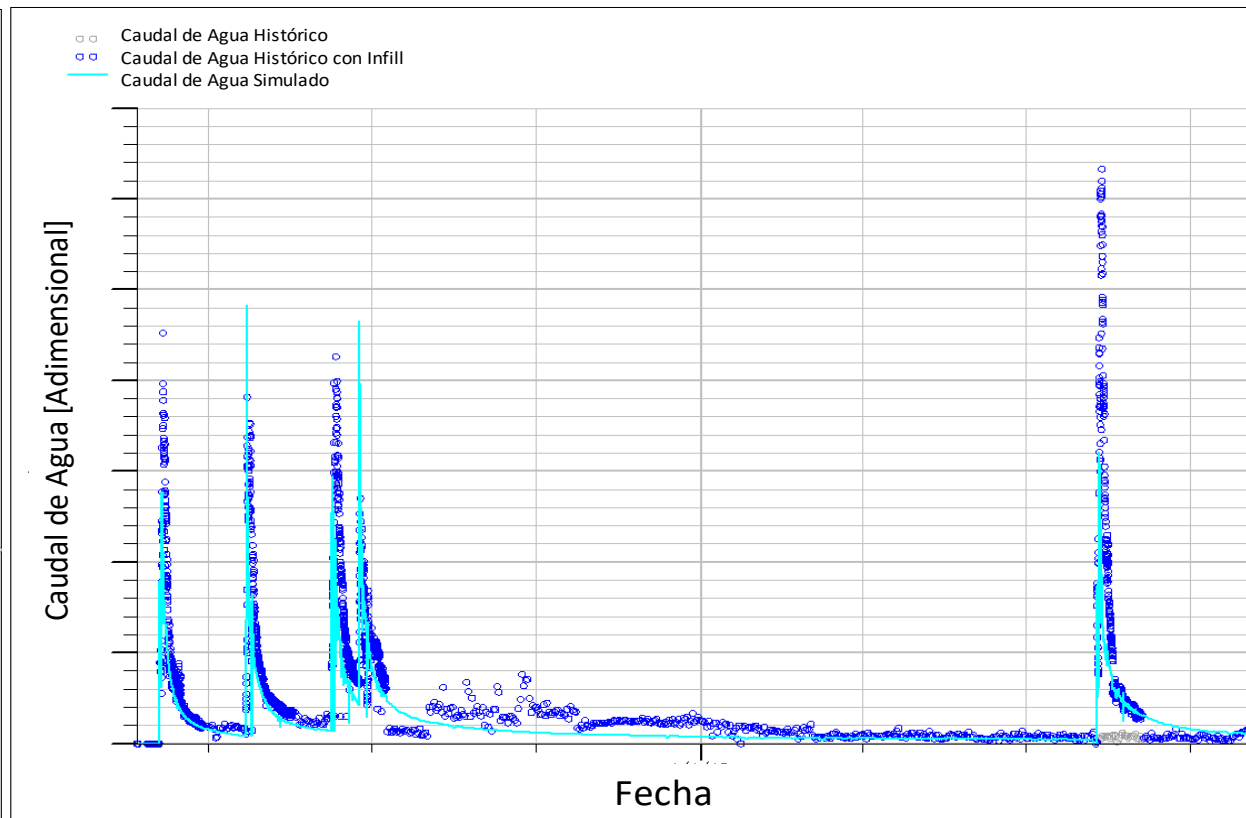
Ajuste de
presión de boca
de pozo y ajuste
de caudal de
agua en el
primer mes



Segundo piloto infill – Modelo 2: Grilla No estructurada - Pronósticos de producción – Caso Base y Actividad



Ajuste de caudal de gas del *pattern*.



Ajuste de caudal de agua del *pattern*.

Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- Metodología.
- Características de los reservorios.
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- Recomendaciones

Conclusiones

1- Metodología:

- Los modelos presentan un ajuste histórico por pozo aceptable.
- La alternativa de modelado dinámico debe seleccionarse adecuadamente en función de los objetivos planteados.
- Gran número de celdas activas, no generan mayores inconvenientes para la capacidad de procesamiento actual.
- El software necesario puede variar entre un procesador de texto hasta aplicaciones muy específicos.
- La suposición de presión dinámica de fondo constante es válida para los pozos de *tight* gas una vez que se ha concluido la limpieza del pozo.

2 – Proyecto:

Analizando los resultados, se concluye:

- El 89% de la producción de los pozos *infill* es reserva adicional.
- La interferencia con los pozos actuales es del 10%.
- El factor de recobro se duplica, pasando de alrededor del 30% a aproximadamente el 59% en la zona central del yacimiento.

Agenda

- Introducción – Ubicación – Marco geológico.
- Antecedentes - Propuesta.
- Metodología.
- Características de los reservorios.
- Primer piloto infill – Modelo 1
 - Modelo Estático.
 - Fracturas hidráulicas.
 - Inicialización y Ajuste histórico
 - Pronósticos de producción – Caso Base.
 - Caso Perforación Infill.
- Segundo Piloto Infill
 - Modelo 1: Doble Porosidad
 - Modelo 2: Grilla No estructurada.
- Conclusiones.
- **Recomendaciones**

Recomendaciones

- 1 - Continuar con el piloto de perforación infill, en distintos sectores del yacimiento.
- 2 - Comenzar por modelos conceptuales “sencillos” e ir sumándoles complejidad a medida que se van logrando buenos resultados en etapas previas.

Gracias por su atención.

YPF

NUESTRA ENERGÍA

Los autores quieren agradecer la colaboración de todo el equipo de trabajo de la gerencia de desarrollo de Tight Gas. A su vez, agradecen a YPF S.A. la autorización para la publicación de la presente contribución.

Referencias:

- Arregui, C., Carbone, O., Mmartinez, R. “The Cuyo Group (Early-Middle Jurassic) in the Neuquén Basin”. Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Chapter 8. NEUQUÉN, 2011.
- Bardini, O., Arregui, C. y Pimentel Mendes, M. 2002. Evolución tecto-sedimentaria de la estructura Río Neuquén, Cuenca Neuquina, República Argentina. 15° Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 187-192, Calafate.
- Bianchi, F., Heine, S., Carrizo Páez, N., Bosco, S., Bach, R., 2018 “*Pressure Measurements Challenges in Low Permeability Reservoirs of Neuquén Basin, Argentina*” Paper presented at the SPE *Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium*, Neuquen, Argentina, 14-16 August. Soc. Pet. Eng. 191-869-MS.
- Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J. M., Quiroga, J., Buhler M., Bechis F., Barredo S., y Zambrano, O. (2009). Controles precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina. Revista de La Asociación Geológica Argentina, 65(2), 248–264.
- Hammar, M. V., Rojo M.S., Sigismondi M.E. & Chirinos N. 2018. “Interpretación Estratigráfica Secuencial aplicada al desarrollo de la Formación Lajas en el yacimiento Río Neuquén. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales. Trabajo número 1669.