

DESARROLLO DE MODELO INTEGRAL DE PRODUCCIÓN (MIP) CON SUBSUELO TIGHT - RINCÓN DEL MANGRULLO

Rosalez Bracamonte Silvana Marcela/ Ramos Artuso Ma. Belén/ Solórzano Reyes Pedro/ YPF S.A.,
silvana.rosalezbracamonte@ypf.com / maria.ramos@ypf.com
Coautores: Casamayor Card Ana María / Weissel Matías/ YPF S.A.

Sinopsis

Rincón del Mangrullo, es un yacimiento ubicado en centro Oeste de la cuenca Neuquina, cuya formación principal bajo explotación es Mulichinco, la cual es productora de Gas de bajas permeabilidades (Tight Gas). Luego de su etapa exploratoria, en el año 2013 comienza el desarrollo del yacimiento con la perforación de varias decenas de pozos.

Los yacimientos de este tipo tienen como característica crítica que la predictibilidad de su comportamiento de producción futura es limitada por métodos tradicionales como lo son, el declino ideado por ARPS¹ o el balance de materia p/z vs G_p . Este último método no sería aplicable por no respetarse el comportamiento lineal, modificándose el EUR contactado en el tiempo de producción, siendo imposible pronosticar directamente de un ajuste a cualquier tiempo, sobretudo en etapas tempranas.

Para resolver esta problemática se utilizó un método experimental, que combina una secuencia de tanques de almacenamiento de gas in situ, los cuales simulan matemáticamente, en forma alternativa, los efectos que ocurren en estos yacimientos por las bajas y ultrabajas permeabilidades, así como las heterogeneidades.

El objetivo final perseguido por este estudio, es la realización de un modelo integral de producción, que permita predecir el comportamiento futuro del campo y su evolución según las condiciones de extracción y superficie, basándose en un modelo de subsuelo que tenga en cuenta los volúmenes de GOIS contactados por los pozos, con su área de drenaje teórica, y no, manifestados en forma directa como ocurre con el gas convencional. El estudio ha tomado como base para el balance de materia la historia de producción en los períodos tempranos y los pozos tipo modelados a partir de interpretaciones de ensayos transientes realizados en el área, propiedades del reservorio, propiedades de la terminación y área de drenaje reservada en el grillado de pozos a perforar.

La generación del modelo es un proceso iterativo que parte de la definición de volúmenes y transmisibilidad de 2 a 3 tanques, según características litológicas de la zona (varía pozo a pozo), que representa la dificultad de acceso del fluido de reservorio a la fractura y el pozo, en los casos de bajas y ultra bajas permeabilidades.

Tras la realización de ajustes pozo a pozo, se llega a un resultado final por pozo que es acoplado al sistema, permitiendo al mismo tener un pronóstico de aporte de reservorio razonable, calibrándose con los datos operativos para la representatividad del comportamiento del campo en superficie, el cual se condice con la historia y se ajusta a la producción futura del pozo, nodos del sistema y campo completo. Ajustes futuros serán necesarios cuando las interacciones entre pozos, comiencen a ocurrir, pero esto es parte del mismo diseño del método.

¹ ARPS, Estimation of primary oil reserves T.P. 4331

Introducción

Se busca desarrollar un modelo de superficie-subsuelo, que permita diagnosticar problemas en el campo provenientes tanto del reservorio como de las instalaciones de superficie, evaluar sensibilidades para la optimización de explotación, unificar información, contar con la posibilidad de analizar a futuro condiciones de captación necesarias para un modelo de cambio de compresión a baja presión y analizar la factibilidad y efectividad de aplicación de compresores de boca de pozo.

Tomando como base la historia de producción y pozos tipo obtenidos a partir de interpretaciones de ensayos transientes realizados en el campo, se realizan las predicciones en un software de balance de materiales para ser acoplado a la red de superficie en otra aplicación para la simulación de redes integradas, subsuelo - superficie. De esta forma se logra contar con una base confiable que permita predecir el comportamiento futuro del campo y su evolución según las condiciones de extracción y superficie, basándose en un modelo de subsuelo que tenga en cuenta los volúmenes de GOIS contactados.

Se definió el GOIS por pozo (cantidad de gas que drenaría cada pozo), a partir de una combinación de la historia de producción y de los datos volumétricos y de reservorio, esto en variación con el método tradicional de p/z vs G_p . El proceso es iterativo, se realizan sensibilidades que definen las características de modelado. Para RDM (Rincón de Mangrullo) resulta como el mejor caso de ajuste con las historias observadas, un sistema de tres tanques conectados en serie, que persiguen predecir en forma matemática el comportamiento transiente típico de este tipo de reservorios, ver figura 1.

Definir el GOIS de RDM de la manera convencional sería determinar un volumen de gas inicial inferior al real. Los efectos que ocurren en yacimiento Tight modifican el EUR, no evolucionando linealmente la caída de presión con la acumulada producida, por lo que el manejo y entendimiento de los conceptos asociados es fundamental, para aceptar soluciones de este tipo.

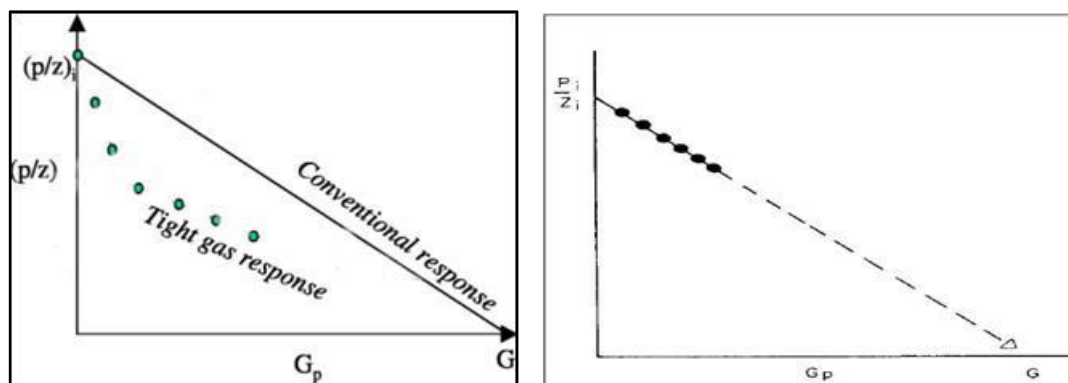


Figura 1 Respuesta presión reservorios convencionales y Tight. Después de Ryder Scoott², izquierda y Tarek Amhed³, derecha.

El modelo de superficie-subsuelo, tiene impacto económico directo como proyecto, permitiendo ajustar al máximo de aprovechamiento el sistema de superficie en función de la expectativa razonable del comportamiento de pozos, cuyo comportamiento se esquematiza en la figura 2.

² <https://www.ryderscott.com/>

³ Ahmed and McKinney, Advanced Reservoir Engineering, 2005, página 3/204.

La importancia del seguimiento operativo y de su correcto modelado se basa en la necesidad de diseñar y ajustar instalaciones de producción, así mismo establecer un factor de referencia no basado en declinos tradicionales, para promover la maximización de la producción por pozo.

En líneas generales el proyecto brinda un modelo y una estrategia de monitoreo en la explotación del yacimiento para optimización operativa y la valorización del campo.

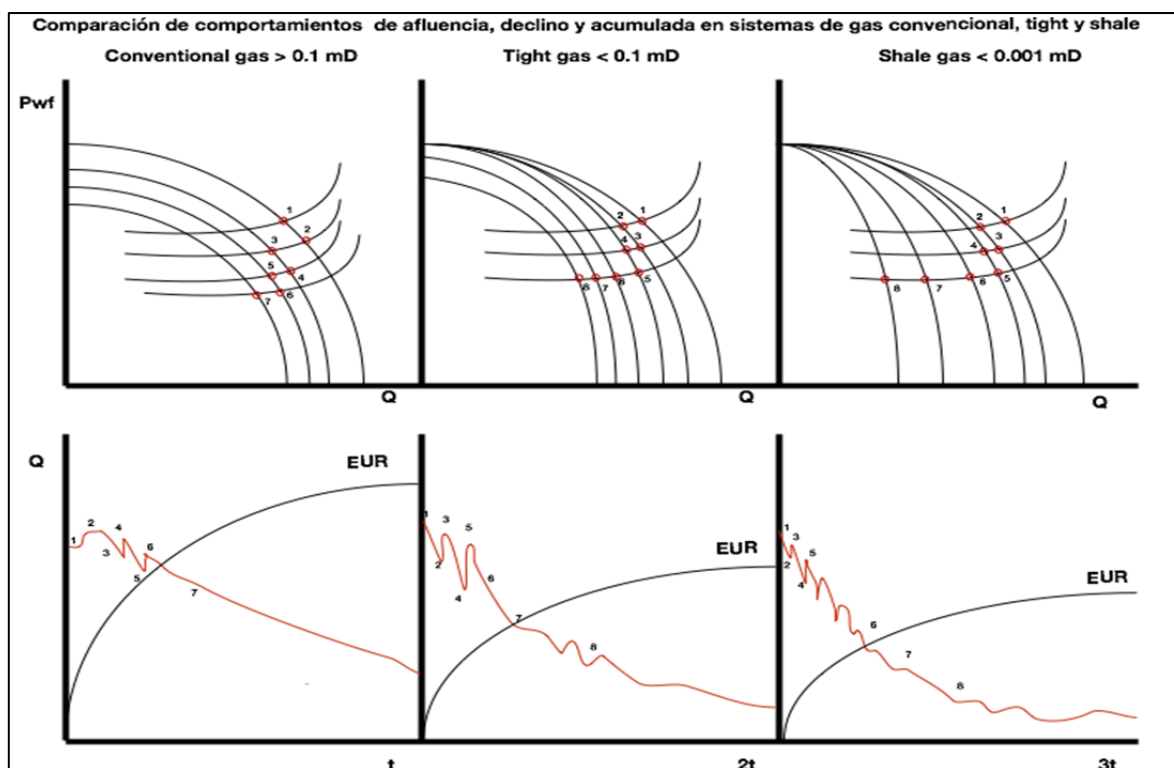


Figura 2 Diferencias en evolución de producción sistemas de gas convencional, Tight y shale, despues de Solórzano y Ramos.

Desarrollo

El proyecto comprende 3 zonas de trabajo definidas: el modelado del reservorio, el modelado del proceso de surgencia y el modelado de la superficie, acoplándose todas en un sistema único.

El modelado de reservorio se desarrolla en forma experimental, buscando la representatividad de un reservorio tight. Contándose con parámetros de simulación iniciales, historia de producción, parámetros de ajuste de IPRs, y datos volumétricos.

El modelado de levantamiento se desarrolla a partir de controles de producción, presiones, gradientes dinámicos, información cromatográfica e instalaciones de fondo, ajustándose las curvas IPR/VLP.

Finalmente, en la superficie se representan las instalaciones y líneas de conducción del yacimiento, planialtimetrías, orificios y presiones en cada punto del sistema. Una vez logrado y procesado cada una de las etapas se procede a unificar y montar el modelo integral mediante el cual se representa la performance del yacimiento.

Modelado de subsuelo, metodología de ajuste

La carga de información al modelo, se da a partir de las propiedades de reservorio y fluidos, y evolución de producción en función de las presiones de reservorio calculadas.

Parámetros de reservorio		
Tipo de tanque	Gas	☒ Usar tabla de flujo fraccional
Temperatura	-	°C
Presión inicial	-	kg/cm2
Porosidad	0-1	Definición de PVT
Agua connata	0-1	
Compresibilidad agua	Usar corr	1/psi
GOIS		Msm3
Inicio de producción		date

Tabla 1 Parámetros de reservorio cargados a cada tanque

Flujo fraccional		
	Tiempo	WGR
	fecha	m3/m3
1		
2		
3		
4		
5		
6		

Primera columna
x Tiempo

Saturación de agua residual
Srg

Tabla 2 Flujo fraccional según historia de producción

Al procesar los datos de evolución de producción, se construye el gráfico P/Z vs G_p , allí se observa el comportamiento típico Tight planteado como desafío a resolver, ver figuras 2 y 3.

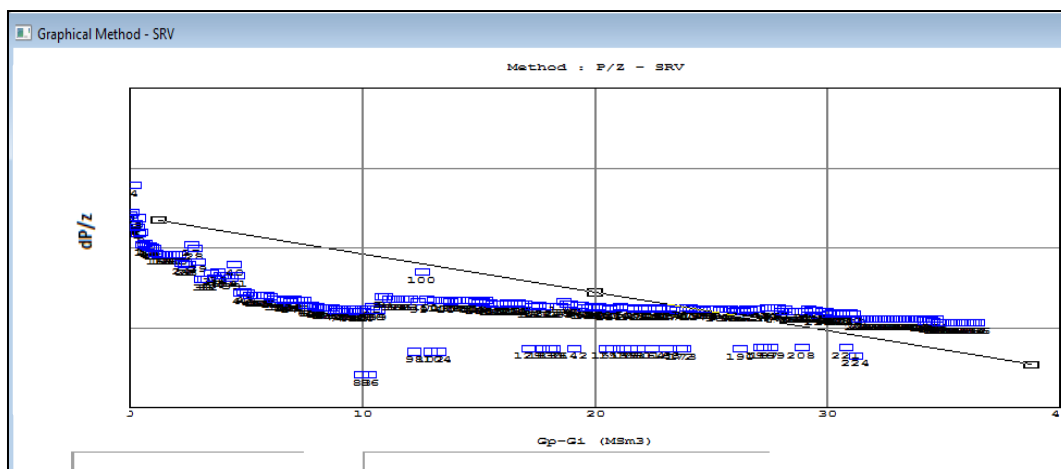


Figura 3 dP/z vs Gp-Gi real pozo 1

Puede visualizarse un claro declino inicial, seguido a un quiebre de pendiente. Se realiza el ajuste de presiones a la evolución real registrada lo que da como resultado, el GOIS del primer tanque, y llevada a condiciones de reservorio, el primer tanque se correspondería con el volumen de la zona fracturada adicionado volumen de las zonas de alta permeabilidad cercana al pozo.

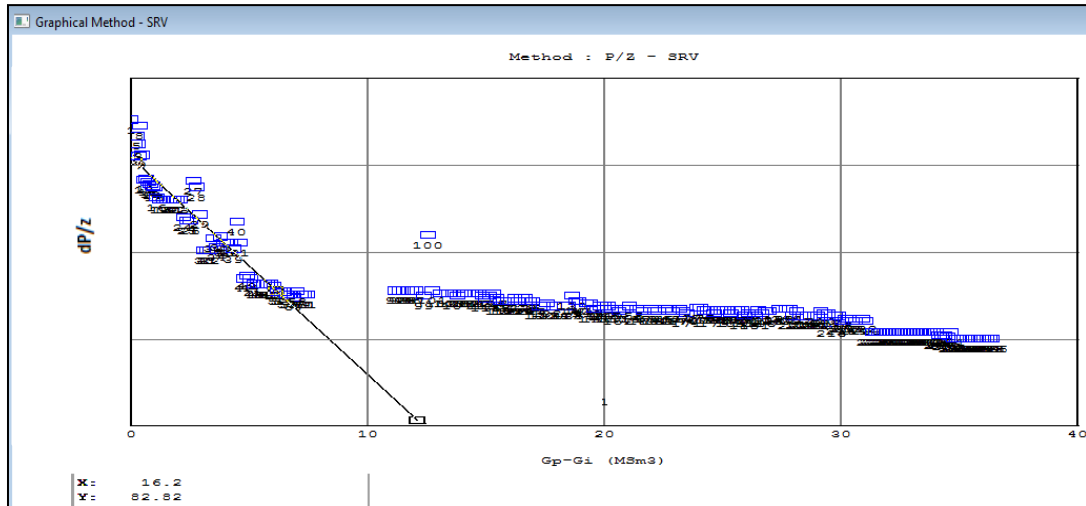


Figura 4 Evolución P/Z vs Gp-Gi pozo 1

Para el cotejo del pozo, se programó en primera instancia un modelo de dos tanques secuenciados por pozo para la representación de zonas de baja permeabilidad, se crea de esta manera un efecto evolutivo de la producción que representa el comportamiento de expulsión de gas de este tipo de rocas cuando se someten a baja presión, es decir, producción. El segundo tanque es ajustado con la curva pozo tipo, buscando el match mediante volúmenes y transmisibilidades, es decir, el GOIS máximo por pozo en las iteraciones iniciales. Se asume como el GOIS de su área de drenaje el obtenido a partir del modelo estático, y el EUR y curvatura de producción, se define con los coeficientes de transmisión entre tanques, para producir el quiebre de curvatura en el gráfico p/z vs Gp simulado, ver figuras 5 y 6.

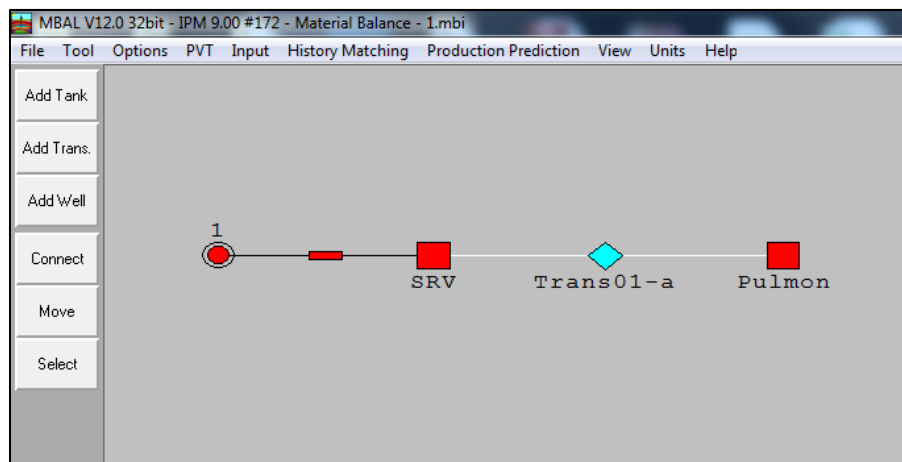


Figura 5 Sistema de dos tanques interconectado por pozo

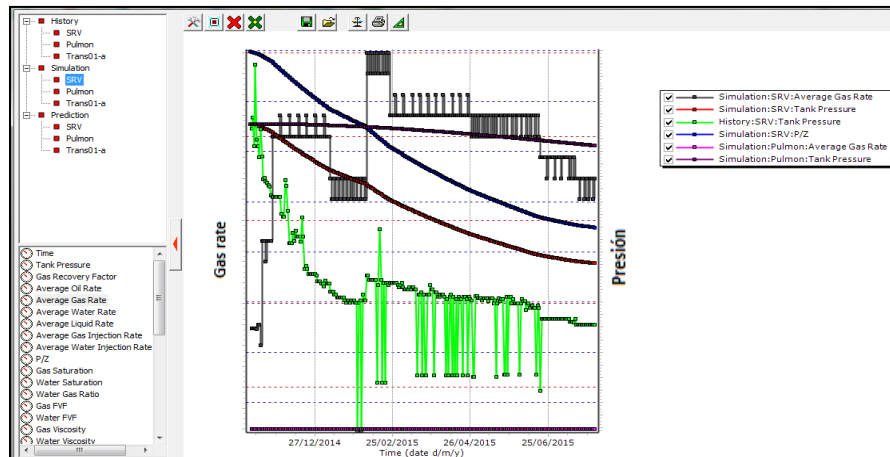


Figura 6 Simulación de evolución presiones reservorio vs. Historia

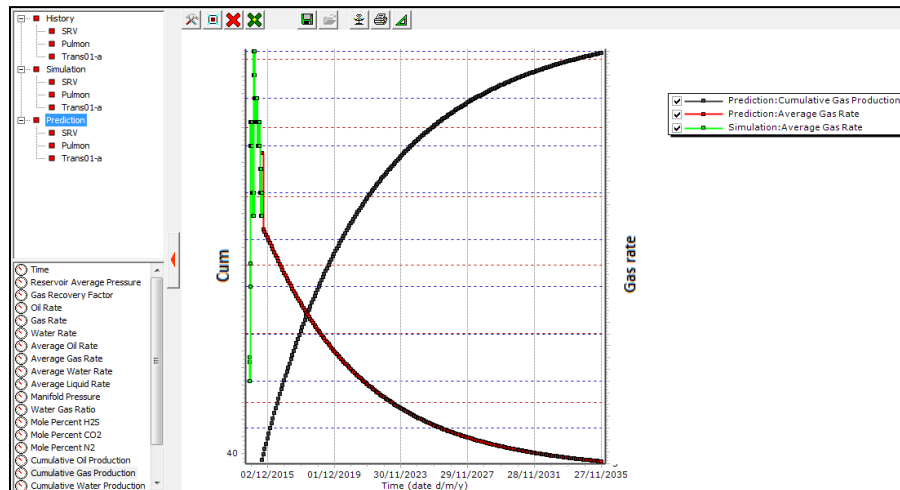


Figura 7 Predicción

Al evaluar el comportamiento real del pozo y las predicciones obtenidas, realizándose un ajuste al modelo de pozo tipo se observan discrepancias entre lo esperado y lo observado. Se procede entonces a evaluar los perfiles y volumetrías de cada zona. Del modelo estático, ver figura 8, y el modelo de simulación, se pudo observar, que existen grupos de pozos que logran representarse por dos tanques, estos son aquellos que poseen mayor permeabilidad en perfiles, alcanzando el modelo de dos tanques a representar la estimulación y el espesor con alta permeabilidad.

Por otro lado, aquellas pozos con gran heterogeneidad de permeabilidades interpretadas, donde se observan amplios espesores cerrados pero también zonas de permeabilidades intermedias, requieren de un tercer tanque que represente el comportamiento dinámico. Dado que en todos los pozos se da la presencia de diversas permeabilidades, se definió, el uso de tres tanques para modelar todos los pozos del yacimiento, ver figura 9.

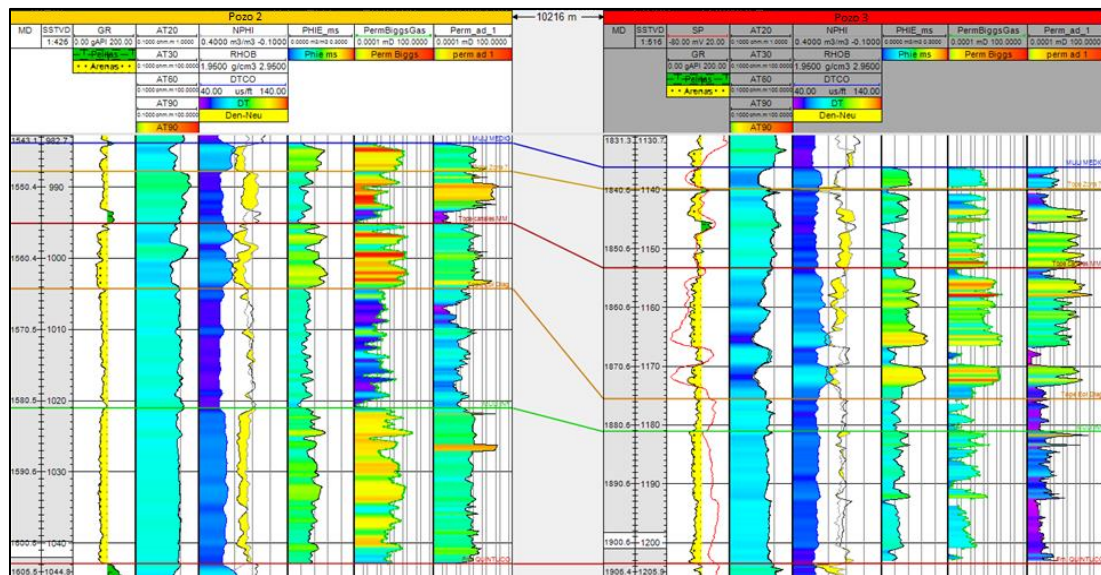


Figura 8 Comparación perfiles interpretados de permeabilidades con visualización de Heterogeneidad Pozo 2 (Sur-mejores k) y Pozo 3 (Norte)

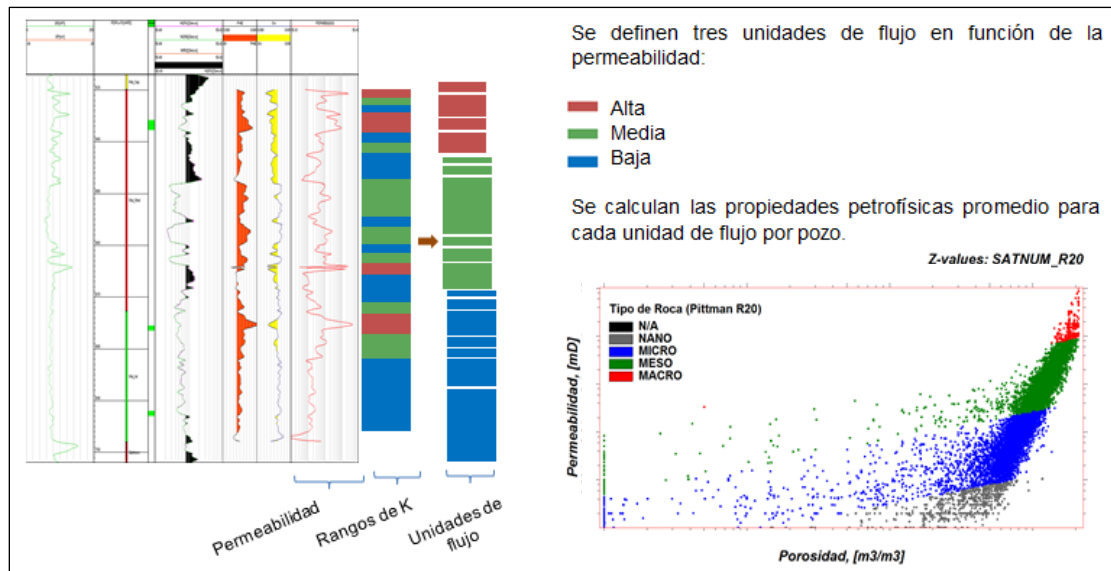


Figura 9 Unidades de flujo representadas en el sistema. Curvas k vs ϕ

Producto de esta definición, cada uno de los 3 tanques, se corresponden en forma aproximada y conceptualmente con las distintas unidades de flujo, por ende, se asigna a partir de los volúmenes porcentuales de cada unidad, el valor de GOIS inicial por tanque en el modelo con dos transmisibilidades, el GOIS total nunca será mayor al del modelo estático, en el área de drenaje definida, ver figuras 10 y 11.

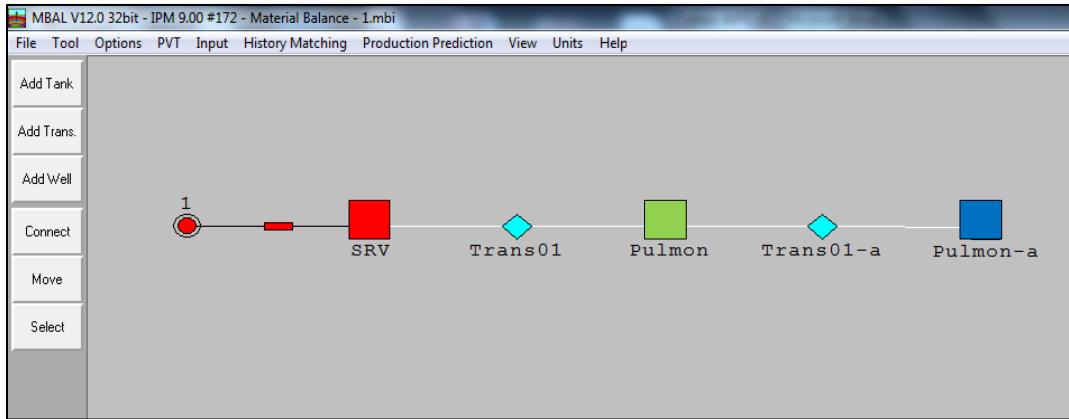


Figura 10 Modelo de tres tranques pozo según unidades de flujo

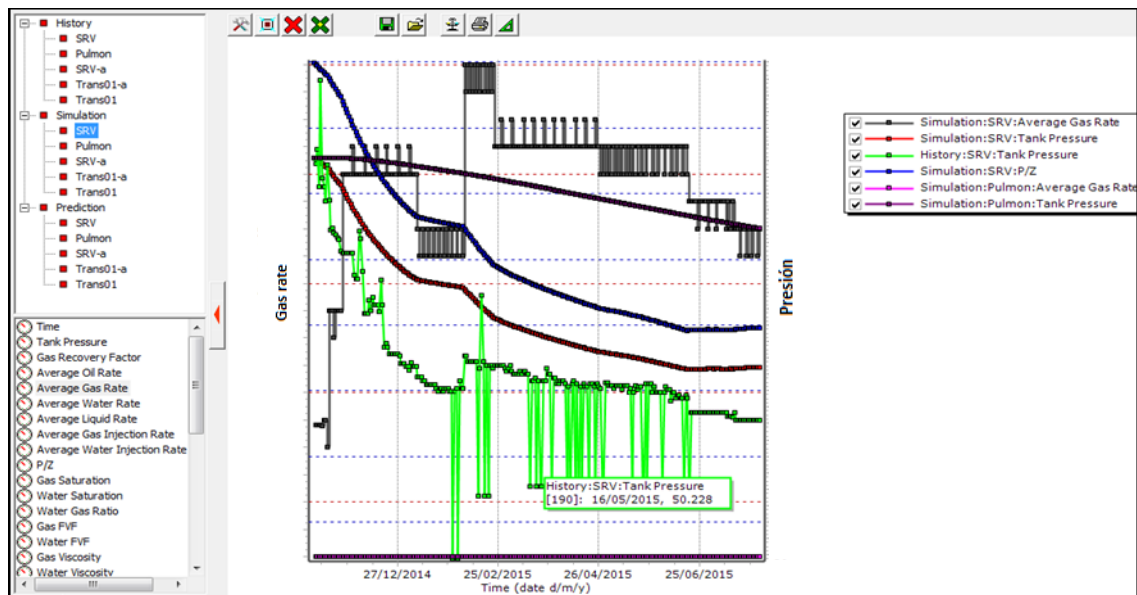


Figura 11 Simulación. Evolución de presiones simuladas vs estimadas

Al realizarse una comparación de los resultados obtenidos en ambos casos, puede observarse como la inclusión de un tercer tanque logra reproducir de mejor manera la historia real de producción, lográndose el quiebre final en la pendiente de la curva, responsable de evitar la temprana falta de producción observada en los modelos planteados anteriormente para Rincón del Mangrullo, ver figura 12.

La presión simulada (rojo, figura 12), supera parcialmente a la presión de fondo medida en el pozo (sensor y conversiones con datos de presión de cabezal), esto ocurre porque en el modelo simulado, la presión se corresponde con el promedio de presión del tanque inicial, se asume conceptualmente como la presión promedio del sistema fracturado y la capa de más alta permeabilidad, por lo que su presión, sería ligeramente más alta que la pwf medida en el fondo del pozo.

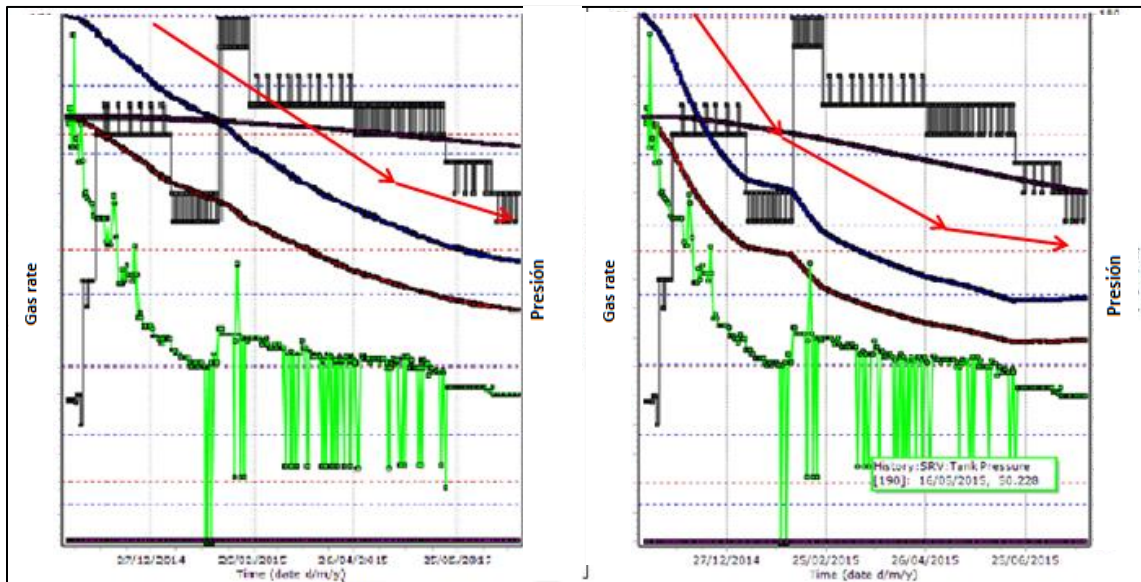


Figura 12 Comparativa de evolución de producción según modelo con 2 y 3 tanques

Bajo estas condiciones la curva de pozo tipo es representable para cada pozo, conservándose el ajuste del primer tanque a la pendiente P/Z vs G de arranque de producción. Para cada uno de los 70 pozos se corrió la predicción de producción, a partir de la cual se realizó la comparación del reporte obtenido contra las curvas de pozo tipo, en un primer momento no se observa la evolución esperada, por lo cual se desarrolla un proceso iterativo donde se busca cerrar tres aspectos conjuntos:

- Volumetría
- Representación del primer tanque por historia
- Ajuste predictivo con curvas interpretada

La volumetría, sería de volumen contactable por el modelo de subsuelo, resultante de interpretaciones que tienen en cuenta la porosidad interpretada por guiado sísmico y variogramas, una ley $k-\phi$ de permeabilidades y la aplicación de un cut off de porosidades definido en 7%.

El primer tanque, representante de la fractura y la unidad de flujo con una porosidad superior a 0,1mD puede ajustarse a un reservorio convencional utilizándose para esta etapa, el modelo tradicional de balance de materia P/Z vs G_p .

Para la etapa final de ajuste, se toma como base los modelos de pozo tipo definidos a través de ensayos de presión realizados en pozos definidos, los cuales tienen en cuenta desde las propiedades petrofísicas del reservorio, hasta las condiciones de borde existentes en el flujo de fluidos, ver figuras 13, 14 y 15.

Para el modelo integral se utilizaron los modelos individuales de pozo, cada uno de ellos en su ajuste con tres tanques.

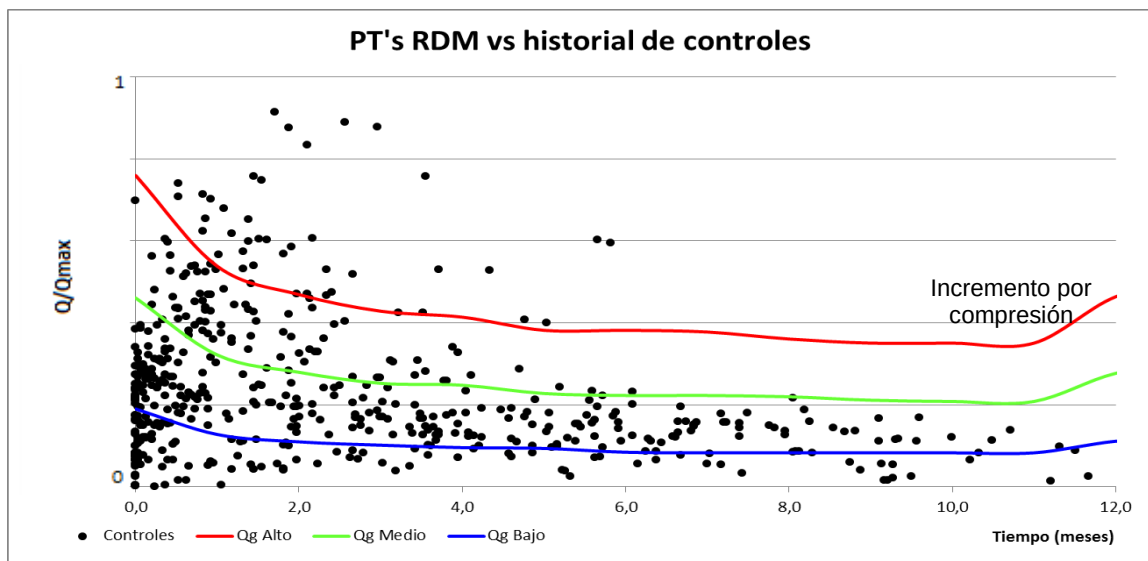


Figura 13 Pozo tipo alto medio y bajo RDM⁴

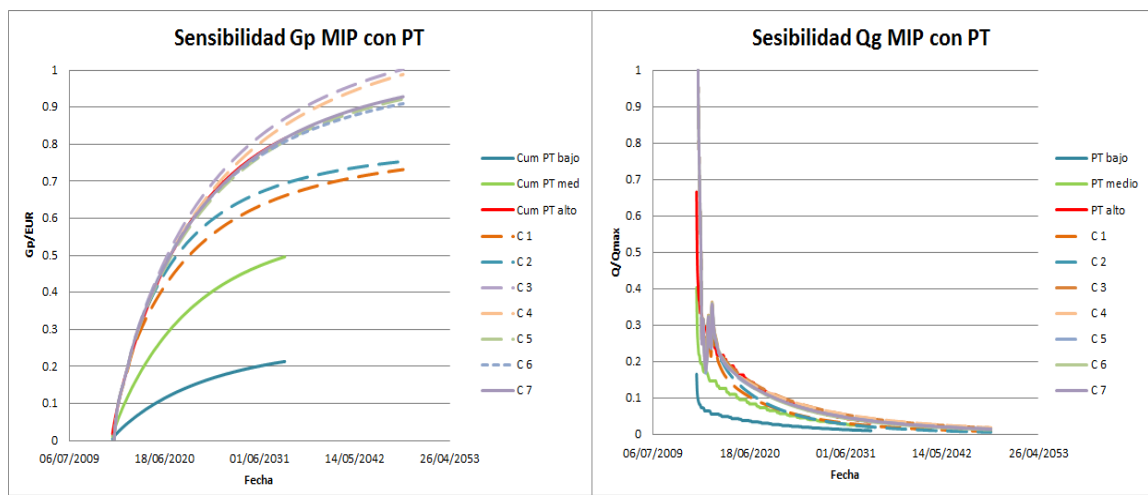


Figura 14 Sensibilidad de evolución producción y acumulada⁵ pozo vs pozo tipo.

Modelado de surgencia.

El análisis de la productividad de los pozos y el modelado del proceso de surgencia fue realizado mediante la definición de curvas IPR/VLP's. A partir de parámetros PVT, gradientes dinámicos de presión, controles de producción y las características de instalaciones de fondo se procede al análisis y ajuste de las curvas.

Se definen dos aspectos fundamentales:

- Performance de productividad
- Correlación de flujo vertical

⁴ El valor 1, se corresponde con el potencial máximo observado en los pozos tipos mostrados.

⁵ El valor 1, se corresponde con la EUR del pozo tipo de mayor potencia, ítem 4.

Se evaluó la representatividad del gas producido a 155kg/cm² (Presión de Reservorio) por dos modelos: Forcheirmer con pseudopresiones y C&n, ambas correlaciones aplicables en pozos gasíferos. Se avanzó con el modelado por C&n dada su aplicabilidad y posibilidad de contar con inputs confiables a partir de los datos de control para cada pozo.

RESUMEN DEL SISTEMA	
Descripción del fluido	
Descripción del pozo – Tipo de completación	
Sistema de extracción artificial	
PVT	
Densidad de gas	
Presión de separador	
Relación petróleo/gas	
Densidad de petróleo	
Relación agua/gas	
Salinidad de agua	
Impurezas (H ₂ S, CO ₂ , N ₂)	

Tabla 3 Inputs por pozo.

DATOS DE RESERVORIO MODELO C y n	
Presión de Reservorio	
Temperatura de Reservorio	
Relación agua/gas	
Relación petróleo/gas	

Tabla 4 Definición de modelo de reservorio.

Para la evaluación de elevación en tubing se representan los gradientes dinámicos reales de presión y se comparan con las correlaciones estándar, figura 16.

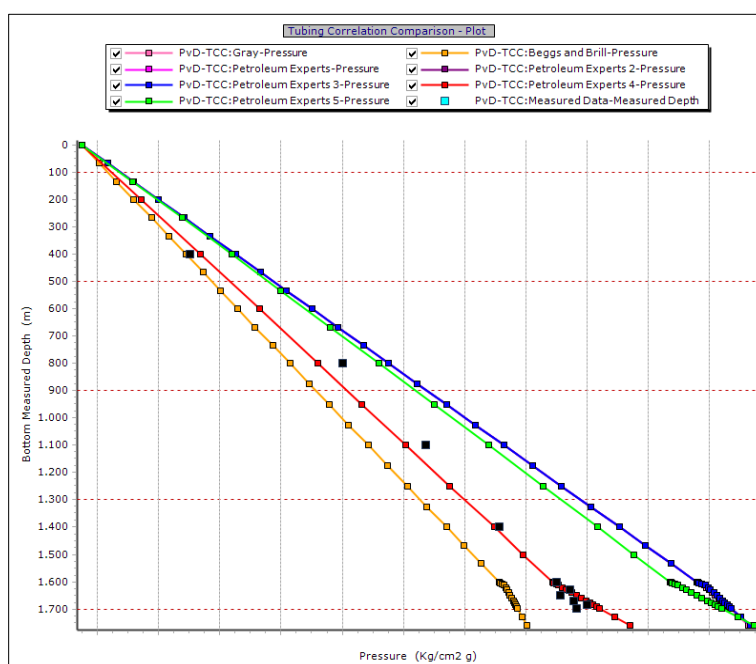


Figura 15 Ajuste de correlación en tubing por análisis de gradientes dinámicos.

Una vez definida la correlación de mejor ajuste a utilizar en cada caso, es posible el cálculo de presiones en fondo a partir de datos en superficie.

Para la definición de parámetros C y n, en forma complementaria a los valores de control, se realizan ensayos de presión y fluencia en determinados pozos, los cuales al ser interpretados dan una mejor caracterización del subsuelo.

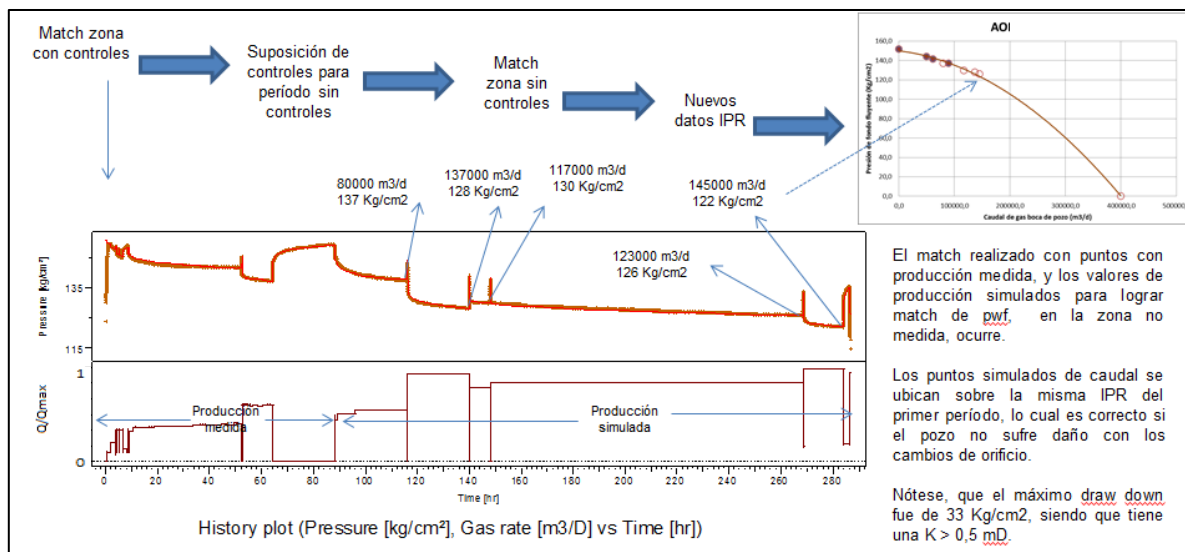


Figura 16 Ensayo extendido pozo 1, modelado de mediciones continuas de fondo.

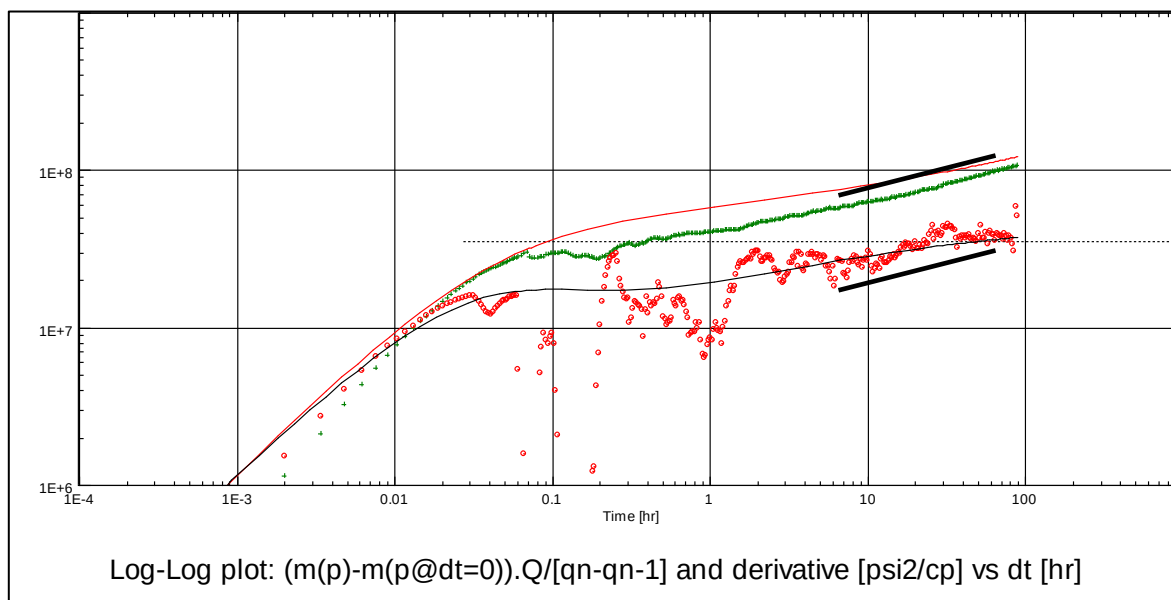


Figura 17 Interpretación de ensayo extendido pozo 4.

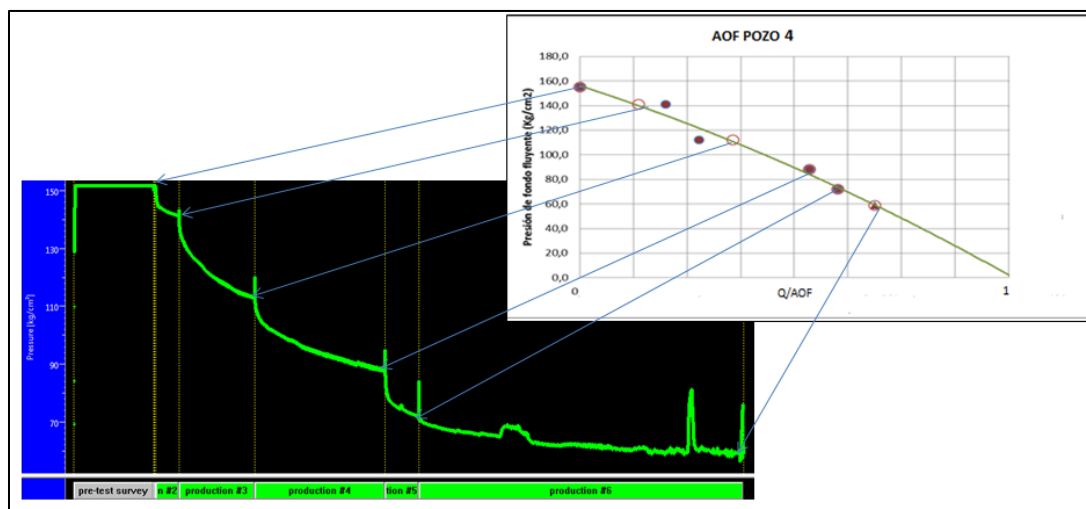


Figura 18 Definición de parámetros de curva IPR a partir de ensayo pozo 4.

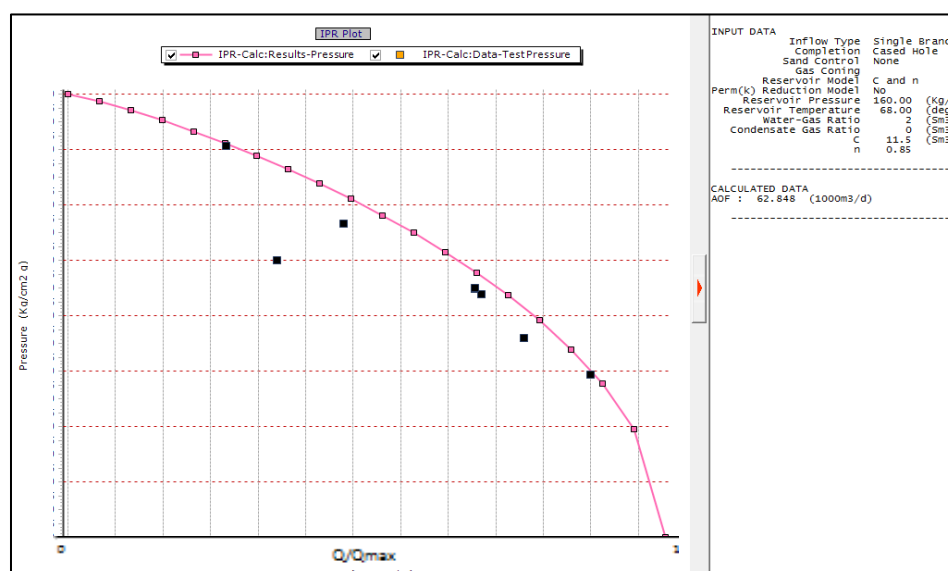


Figura 19 Curva IPR pozo 4 generada a partir de valores de ensayo

Una vez definidas las curvas IPRs/VLPs, se realizan sensibilidades para distintas condiciones de presión del sistema y relaciones líquido/gas. De esta manera queda definido cada uno de los pozos.

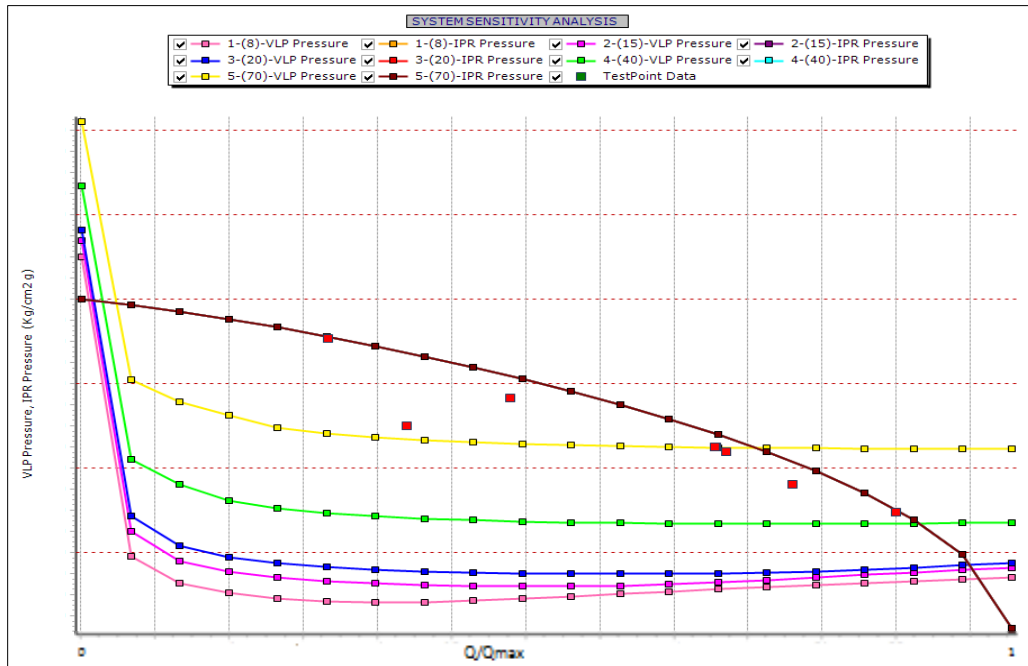


Figura 20 Sistema de IPR y VLPs pozo 4

Modelado de superficie.

Se planteó el esquema de pozos, cada uno vinculado a la IPR y VLPs correspondientes, generándose sensibilidades a diferentes rangos de caudales de gas, presiones, CGR y WGR. Luego se genera la red de superficie que comprende orificios, colectores, separadores, líneas de conducción de pozos y ductos troncales. En los elementos de flujo tales como orificios y líneas de conducción se generan cronogramas que permiten representar las modificaciones realizadas en el tiempo.

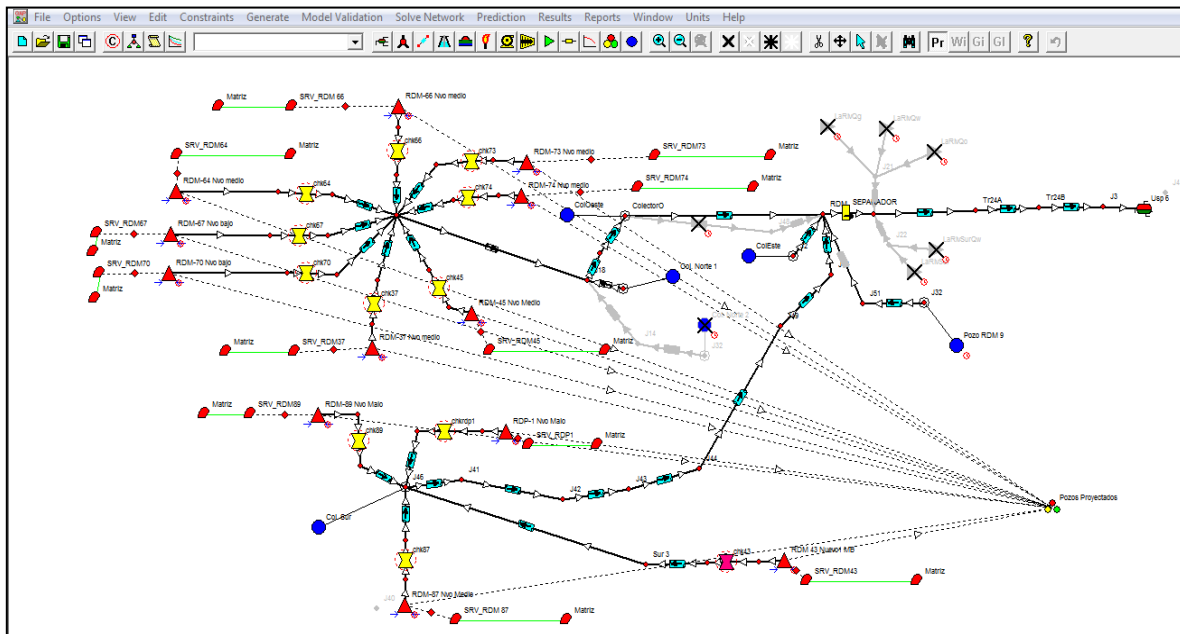


Figura 21 Modelado de la red.

Una vez vinculados los pozos y la red de superficie se pueden calcular los caudales y presiones en cada elemento de flujo de la red para una condición de superficie dada por la presión del separador a través de la herramienta de simular la red.

Integración

Una vez logrados los modelos elevación y reservorio de cada pozo, se realiza la integración a superficie en una red global. Se define un tanque por pozo para asociación del software de balance de materiales, correspondiente a cada unidad a partir del cual quedan definidos fecha de inicio de producción y volúmenes.

El flujo y ordenado procesamiento de información es fundamental para lograr una eficaz actualización del modelo. Por tal motivo se han generado bases de datos por pozo.

Resultados

Para cada modificación que se plantee hacer en el sistema, puede evaluarse y obtenerse resultados concluyentes mediante la representación propuesta en el modelo y su impacto en el comportamiento integral del yacimiento.

El desarrollo de un modelo permite la toma de decisiones fundamentales en la realización o no de etapas del proyecto. Las estimaciones de producción que se realicen sin tener en cuenta la superposición de efectos en red pueden llevar a la toma de decisiones erróneas.

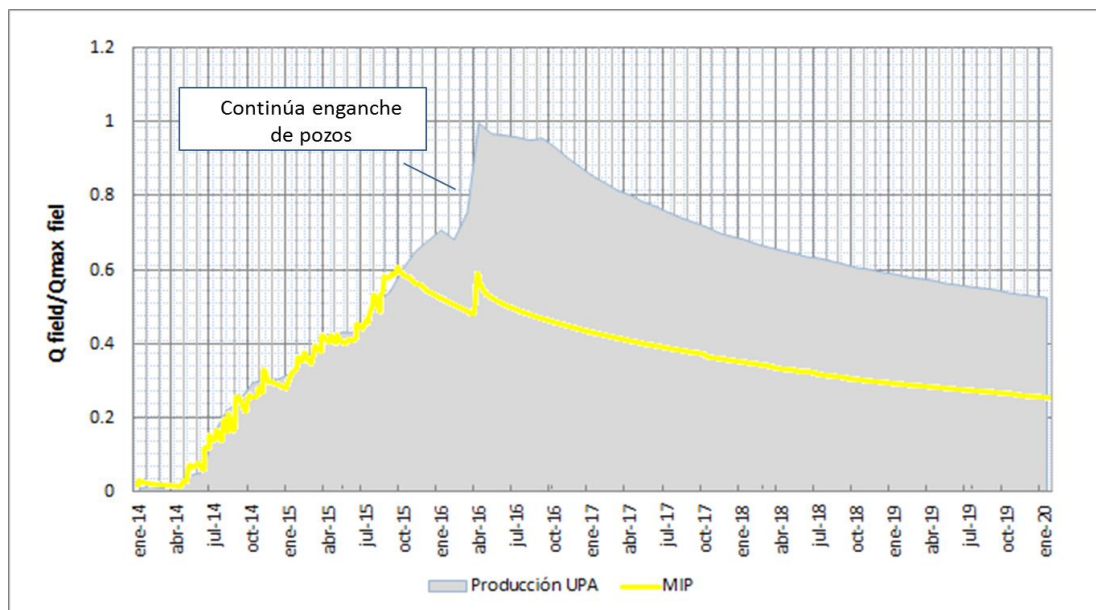


Figura 22 Evolución de producción según modelos- comparativa

La curva de la figura 23, muestra la evolución de la capacidad de compresión superpuesta al perfil de producción de gas estimado. El MIP, es ahora un modelo capaz de predecir la realidad de captación y permite entre otras cosas, definir la ampliación o no de la red. A partir del modelo se obtiene una evolución de la producción con quiebre, de acuerdo a la expansión típica de sistemas de baja K. Al correr la predicción en el sistema se observa el efecto de la compresión y las curvaturas

típicas de las curvas de producción en sistemas de Tight gas, efecto imposible de mostrar con el modelo tradicional de un tanque.

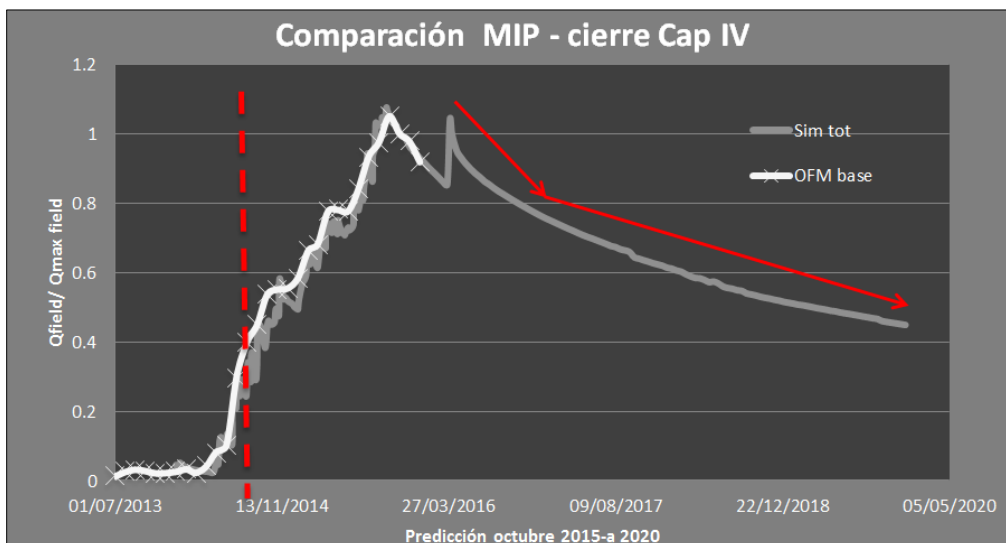


Figura 23 Resultado de simulación en MIP

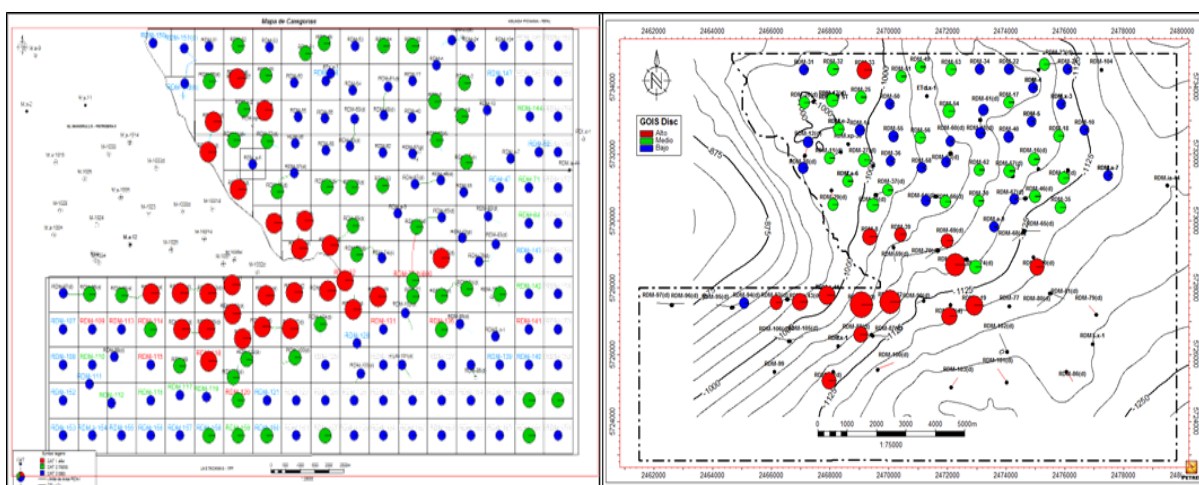


Figura 24 Mapa de GOIS esperado por pozo tipo y modelo estático (izquierda), mapa GOIS MIP (derecha).

Conclusiones

El proyecto provee un modelo de pozo analítico, siendo que un pozo tipo no aplica a cambios de condiciones operativas, este diseño permite evaluar performances al cambiar condiciones de captación. Y toma en cuenta características y energía del reservorio, al superponerse las condiciones dinámicas con las del modelo estático (GOIS y propiedades).

Se definió una metodología de representación de subsuelo para el gerenciamiento de reservorios Tight. Una vez ajustado cada uno de los colectores pueden extraerse los datos de producción ajustados y los pronósticos a futuro. Cada modificación propuesta a realizarse en las instalaciones puede ser pre visualizada y analizada en el modelo.

Evaluaciones como el óptimo manejo de líneas y orificios pueden ser tomadas a diario al contar con un modelo integrado que llegue a todos e involucre a cada uno de los integrantes del equipo de trabajo.

La información analizada y procesada para el MIP es aplicable para el modelo dinámico, siendo fuente de información útil para cada persona que desee evaluar el campo. El modelo establece GOIS base por pozo. Justificándose los mismos mediante el análisis anteriormente expuesto. Se puede utilizar para predecir reservas PD, basadas en las condiciones extractivas del sistema.

Bibliografía

ARPS, Estimation of primary oil reserves T.P. 4331
<https://www.ryderscott.com/>
Ahmed and McKinney, Advanced Reservoir Engineering, 2005
Dynamic data analysis, Oliver Houzé, Didier Viturat, Ole S. Fjaere

Curriculums

Silvana Marcela Rosalez Bracamonte
Ingeniera Química- Universidad Nacional de Córdoba (UNC)
YPF
2008-2014: Ingeniera de Producción El Trébol-Escalante- CGSJ
2014-2016: Ingeniera de Producción RDM- Áreas No Convencionales

María Belén Ramos Artuso
Ingeniera Química- Universidad de Buenos Aires (UBA)
YPF
2012: Pasante en desarrollo de yacimientos upstream. Equipo de EOR. Simulación de reservorios
2013: Joven profesional en Equipo de excelencia de reservorios NOC
2014-2015: Ingeniera de reservorios RDM
2016-: Ingeniera de reservorios Puesto Molina

Pedro Luis Solórzano Reyes
Ingeniero de Petróleo - Universidad Central de Venezuela (UCV)
PDVSA
1998-2003: Desarrollo de crudos pesados con pozos horizontales e inyección de agua.
PETROBRAS
2003-2007: Desarrollo de los campos Acema y Mata, Venezuela y Estudios cuenca Austral.
YPF
2007-2014: Desarrollo de las áreas Cañadón Yatel, Cañadón Vasco y Cerro Piedra – Cerro Guadal Norte, CGSJ.
2014-2016: Desarrollo de Rincón del Mangrullo, Cuenca Neuquína.