

ESTANDARIZACIÓN Y ANÁLISIS MASIVO DE TRANSITORIOS DE CAUDAL EN UN YACIMIENTO DE TIGHT GAS - YACIMIENTO RINCÓN DEL MANGRULLO

Gonzalo Richly¹, Cristian González¹, Eliana Sewalt¹, Enrique Oviedo¹, Mariela Silka¹

1: YPF, gonzalo.richly@ypf.com, cristian.gonzalez@ypf.com, eliana.sewalt@ypf.com,
enrique.oviedo@ypf.com, mariela.silka@ypf.com

Palabras clave: Tight Gas, RTA, transitorios, Rincón del Mangrullo

ABSTRACT

Application of a standardized Rate Transient Analysis methodology for all producing tight gas wells in the Rincón del Mangrullo field.

Rincón del Mangrullo (RDM) field had a sporadic exploratory campaign since 1977 and a small development of 7 wells in 2005, thus proving its gas field potential. It was not until the end of 2013, driven by the Gas Plus incentive program that attention was brought down to it again. Since then, the field has experienced a rapid growth with over 110 producing wells and a production peak of 5 million m³/d. The development of the field was carried out mainly by drilling vertical wells at a distance of 1000m between them as a result of the first type well models. Because most of the net pay has a permeability lower than 0.1 mD (tight reservoir), all wells had to be hydraulically fractured to achieve commercial rates. Reservoir characterization and production forecasting is therefore complicated using classical analysis techniques.

Rate Transient Analysis (RTA) is presented as a suitable alternative for reservoir characteristics such as RDM, having the advantage of not requiring to shut in the well and not incurring in associated production losses. Additionally, there's a very good well head pressure data base since 95% of the wells have online pressure measurements, excellent input data for the proposed analysis.

At the end of 2016, a collaborative task was carried out among all RDM reservoir engineers with the aim of obtaining RTA interpretations for all the wells in the field. The challenge was to define a standardized methodology so that all interpretations could be comparable. Even more, the calculation of bottom hole pressure was automatized with Macros linking a spreadsheet with nodal analysis software.

This allowed a better understanding of the reservoir by detecting zones with different petrophysical properties and drainage radii. Also by adding value to the Infill Project currently being developed. On the other hand, as flow regimes are identified, better frac-plans are being generated to adapt fracture conductivity depending on the area.

In light of the good match obtained, production forecasting methodology has migrated in the field from conventional decline rate analysis to RTA. In addition, it is possible to identify individual well problems when there are deviations.

INTRODUCCIÓN ÁREA DE RESERVA

El Bloque de Explotación Rincón del Mangrullo tiene una superficie de 181,7 km². La

participación de YPF es del 50% en asociación con Pampa Energía, siendo YPF el operador del área. Se encuentra ubicado en el Centro Oeste de la Cuenca Neuquina, a unos 125 km al Noroeste de la ciudad de Neuquén (Fig. 1).

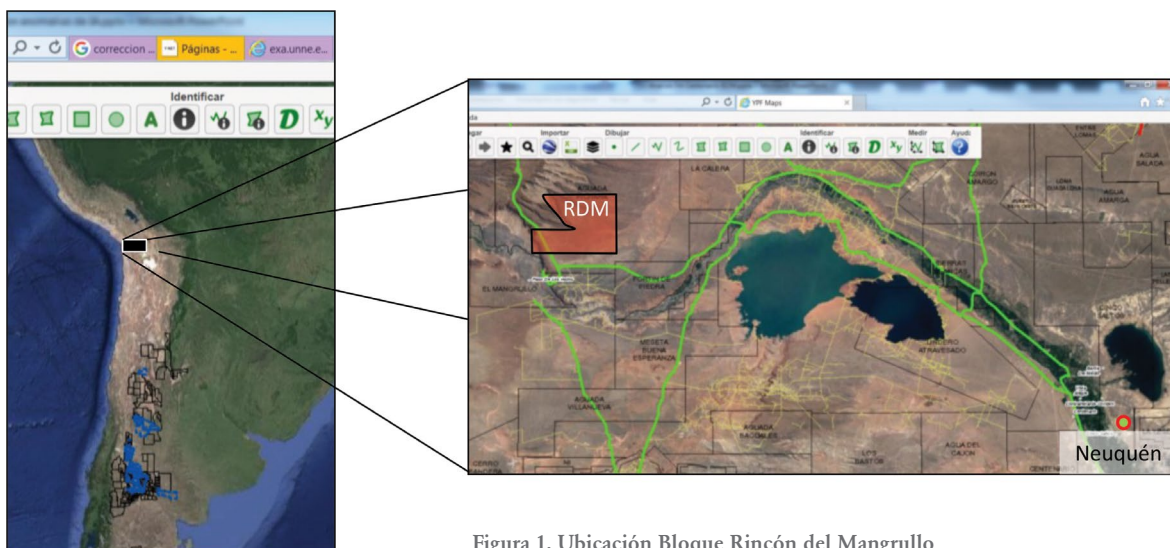


Figura 1. Ubicación Bloque Rincón del Mangrullo

El primer pozo perforado en el bloque fue el M.x-7 en el año 1977, el mismo formó parte de la campaña de exploración de YPF del bloque Mangrullo, el que en ese momento se conformaba por los actuales bloques Mangrullo (Pampa Energía) y RDM (YPF). En el año 1996 fue perforado y terminado el pozo de extensión RDM.e-2, el cual quedó productivo de la Fm. Mulichinco, siendo el descubridor de este reservorio en el bloque. Esta campaña exploratoria continuó con un incipiente desarrollo hasta el 2006 alcanzando la perforación de 10 pozos a lo largo del área. A pesar de haber tenido ensayos de gas en todos ellos, ninguno quedó en producción debido a la ausencia de instalaciones de evacuación para el yacimiento y a los escenarios de precios que se tenía en esa época.

Desde el punto de vista geológico, la Fm. Mulichinco en el yacimiento RDM se divide en 3 miembros denominados Inferior, Medio y Superior. Los mismos fueron depositados en un ambiente que fue variando de continental hasta marino somero, lo que condicionó la distribución de las facies del reservorio. El miembro Inferior es principalmente eólico, el Medio fue depositado por sistemas fluviales a estuarinos; y por último el Superior conforma el sello del sistema en un ambiente marino somero. La Figura 2 muestra un perfil tipo para el yacimiento y un corte esquemático, donde se observa que el campo se encuentra en un homoclinal buzante hacia el este. Se incluye además una tabla que resume los parámetros promedio del reservorio. La permeabilidad promedio a lo largo del área no supera los 0,1 mD. Esto hace que el yacimiento sea catalogado como Tight Gas.

El desarrollo del yacimiento RDM tomó ímpetu a partir del año 2013, teniendo perforados a

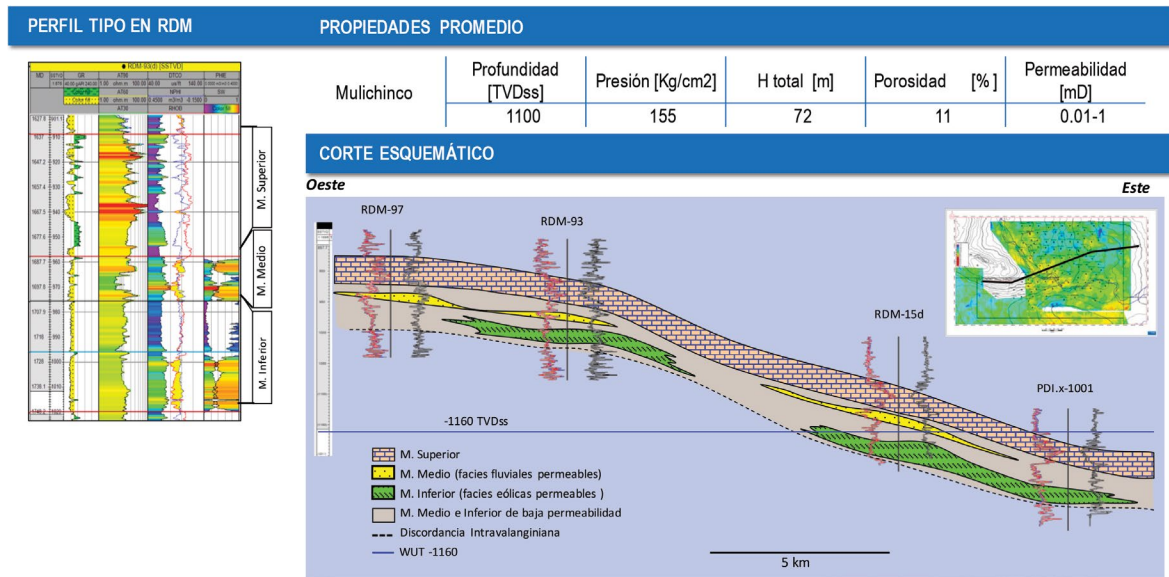


Figura 2. Fm. Mulichinco en RDM.

fin del año 2016 más de 110 pozos de los cuales solo 4 pozos no fueron puestos en producción por caer en zona de agua. La Figura 3 muestra la historia del desarrollo del mismo.

Se considera a RDM, un yacimiento tipo Tight Gas, y fue desarrollado con pozos verticales o

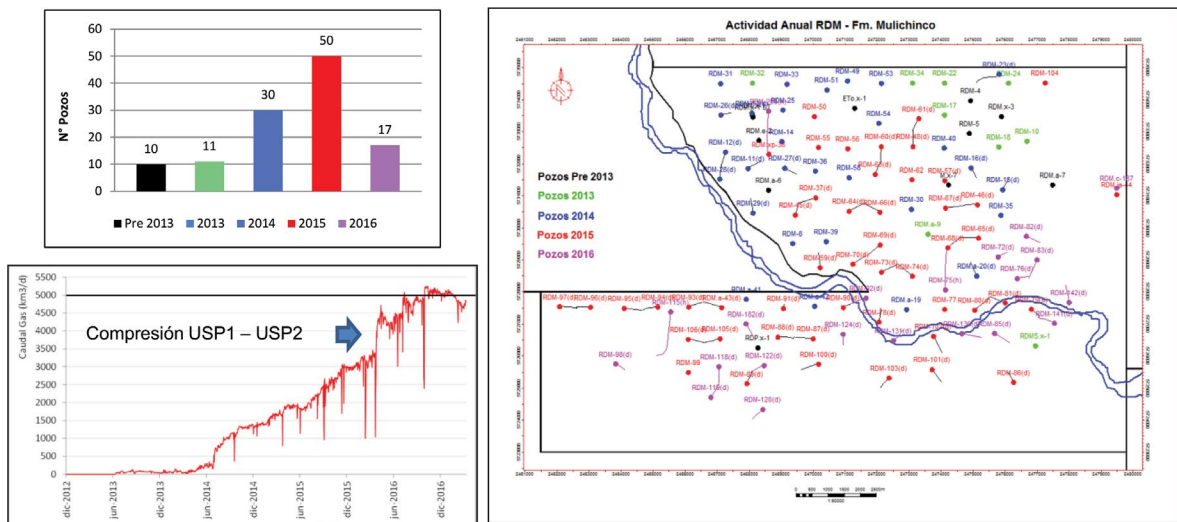


Figura 3. Actividad e historia de producción a diciembre de 2016.

desviados a 1000 mts de distanciamiento. Por tener la mayoría del espesor útil una permeabilidad menor a 0,1 mD, todos los pozos tuvieron que ser fracturados para que puedan producir. Durante los 3 años de desarrollo, se probaron diferentes técnicas de estimulación por fracturas, ejemplo 2 fracturas con entrada limitada cada una, 2 fracturas con punzado simple para cubrir las diferentes

zonas de interés, y monofracturas (Fig. 4), esta última técnica considerada más apta para el desarrollo del mismo. Estas monofracturas son de 4000 bolsas, a muy alto caudal, 70 bpm, usando N₂ y un frac plan donde las últimas altas concentraciones son de arena resinada.

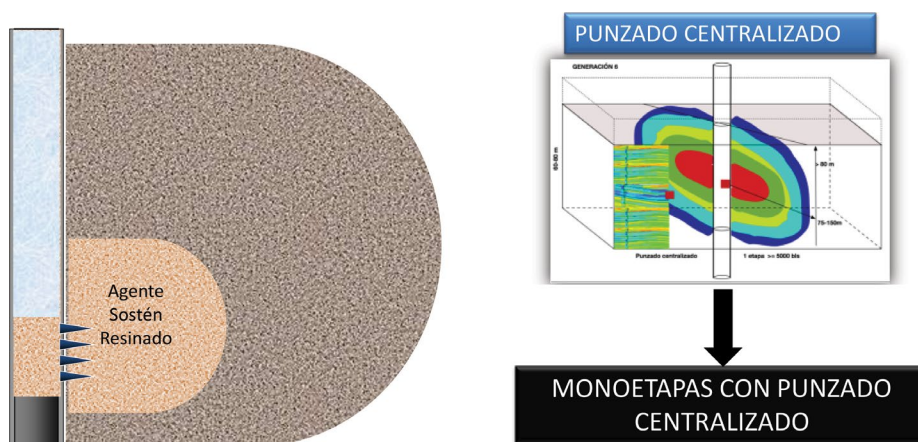


Figura 4. Técnica de estimulación con monoetapa centralizada.

A partir de toda la información que se obtuvo del desarrollo, se puede decir que el yacimiento cuenta con una variación areal alta tanto en las propiedades petrofísicas como en la técnica de terminación aplicada. Para lograr una mejor caracterización de propiedades petrofísicas y comportamiento dinámico de pozos se decidió realizar *build up*, y/o análisis de transitorios de producción. Durante el desarrollo se llevó a cabo una campaña de *build-ups*, pero como es un yacimiento *tight*, esta técnica se dejó de aplicar debido a que los tiempos de cierre necesario lo hacían inviable por las pérdidas de producción asociadas de los mismos. Esto hace que la técnica de transitorios de producción sea considerada una herramienta de mucha utilidad para estos casos.

Cabe comentar que el desarrollo de RDM fue acompañando de una muy buena campaña de monitoreo de producción y de presión de boca. Actualmente el 95% de los pozos cuentan con monitoreo de presión de boca online con telemetría, lo cual nos permite poder contar con análisis de producción en la mayoría de los pozos productores del campo.

Ante esta premisa, en el último cuatrimestre del año 2016, se planteó realizar un trabajo en conjunto entre todos los ingenieros de reservorios que trabajan para RDM, con el objetivo de obtener las interpretaciones de los transitorios de producción de todos los pozos del campo. Este informe resume todo lo realizado al respecto.

INTRODUCCIÓN A LOS ANÁLISIS RTA – GENERALIDADES

El Análisis de Transitorios de Caudal (RTA por sus siglas en inglés) o más genéricamente llamado Análisis Moderno de Producción, consiste en una serie de herramientas de Ingeniería de Reservorios (curvas tipo, gráficos especializados, modelos analíticos, etc.) que se emplean para analizar el comportamiento de pozos a partir de datos de caudales y presiones fluyentes.

Esta metodología permite obtener como resultado parámetros de caracterización del reservorio (permeabilidad, skin), de la terminación (longitud de fractura, conductividad, daño mecánico) y una estimación del volumen de hidrocarburo sobre el cual tiene influencia cada pozo. Tiene como principal ventaja frente a los ensayos de presión clásicos que no es necesario cerrar el pozo y, por lo tanto, no hay pérdidas de producción asociadas. Sumado a esto, hace posible el estudio de reservorios de baja permeabilidad que no pueden ser caracterizados por los ensayos clásicos debido a sus excesivos tiempos de estabilización que no permiten ver la señal del reservorio. En la Figura 5 se resume el flujo de trabajo de la técnica RTA.

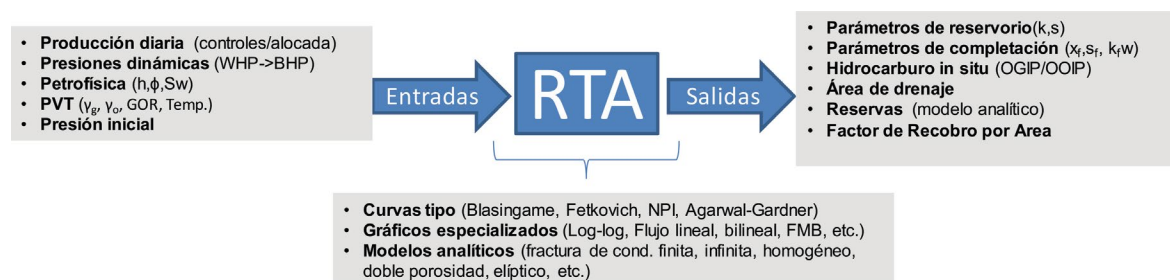


Figura 5. Esquema global de análisis RTA. Datos necesarios, herramientas usadas y entregables del método.

Además de datos PVT básicos de los fluidos y parámetros petrofísicos del reservorio, la información necesaria consiste en datos de caudales y presiones fluyentes de fondo. La calidad de datos y la frecuencia de muestreo admitidas por la metodología de RTA son menores que las requeridas por las técnicas de Well Testing clásicas y esto constituye otra ventaja por sobre los ensayos clásicos de presiones. Sin embargo, la consistencia entre dichos datos de presión y caudal y una correcta estimación de la presión de fondo a partir de la presión de superficie son fundamentales para un correcto análisis.

Como desventaja del método se encuentra la necesidad de alcanzar régimen de flujo dominado por los límites (pseudoeestacionario) para obtener una estimación confiable del hidrocarburo in situ. Esto en reservorios de baja permeabilidad puede tomar varios meses o años de producción.

METODOLOGÍA DE TRABAJO

En la siguiente figura se muestra el flujo de análisis recomendado para RTA y que se empleó

en este trabajo. Se detalla posteriormente una breve descripción de cada paso en la Figura 6.

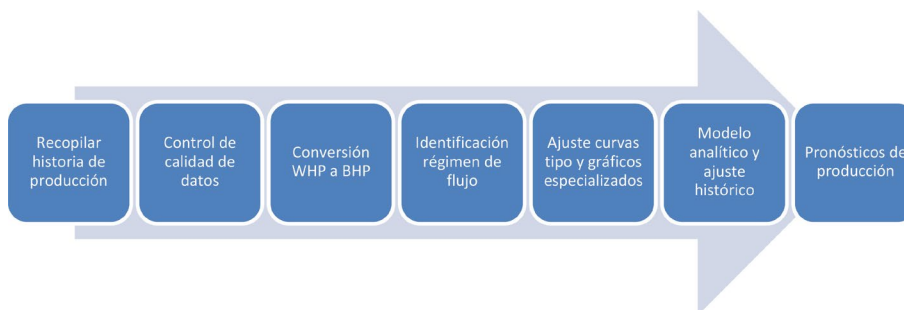


Figura 6. Flujo de trabajo para el análisis RTA.

El proceso comienza con la recopilación de la historia de producción del pozo a analizar, es decir, caudales de fluidos y presión de fluencia de pozo. Sin duda que lo óptimo sería la medición de presiones dinámicas de fondo pero esta información, rara vez está disponible y lo más frecuente es la medición de presión en boca de pozo. Como es el caso de Rincón del Mangrullo, la presión de boca de pozo es registrada con una alta frecuencia y con mejor calidad que los datos de caudal, aunque para fines de análisis basta con un dato representativo diario. Con respecto a los caudales, en la medida de lo posible es conveniente trabajar con caudales medidos (controles) y no con calculados (producción alocada a cada pozo a partir de las ventas, por ejemplo).

El siguiente paso y uno de los más importantes es el control de calidad de datos. Como es usual los datos de presión y caudal provienen de distintas fuentes y, por lo tanto, se debe chequear la sincronización y consistencia de los mismos. El comportamiento normal de presión y caudal muestra sentido inverso, es decir, un aumento de caudal es acompañado de una reducción de la presión de fluencia y viceversa. Esto permite verificar de forma simple la consistencia entre los mismos. Los datos espurios e ilógicos deben ser removidos para mejorar la interpretación.

La conversión de presión de superficie a fondo es el siguiente paso y se explica detalladamente en las secciones posteriores. Esto puede ser una fuente de error muy importante y es indispensable validar las correlaciones utilizadas con mediciones reales a través de gradientes dinámicos realizados en cada pozo.

El proceso de interpretación inicia con la identificación de los regímenes de flujo a lo largo de la vida del pozo y se realiza con ayuda de los gráficos log-log de productividad. La identificación del tipo de flujo transiente (radial, lineal, bilineal, etc.) y la confirmación del flujo dominado por los bordes (pseudoestacionario) permite definir el modelo a utilizar para el ajuste de datos y la confianza en la estimación del hidrocarburo in situ.

Los datos reales se grafican en las curvas tipo (Blasingame, NPI, Agarwal-Gardner, etc.) y en las gráficas especializadas (lineal, bilineal, balance de materiales fluente, etc.), y a partir de los ajustes se obtienen los parámetros de reservorio, terminación y volumen de hidrocarburo. Aquí es

importante destacar que por la variabilidad y calidad de los datos reales es posible tener más de un ajuste aceptable. Por lo tanto, se deberán considerar todas estas opciones en el ajuste histórico final.

Con los parámetros obtenidos del ajuste de curvas tipo y gráficas especializadas se construye el modelo analítico del pozo y se procede al ajuste histórico del modelo al regresionar las variables sobre las que más incertidumbre se tiene.

El análisis finaliza con los pronósticos de producción en los que se debe asumir la evolución futura de la presión de fondo (manteniendo la última presión constante) y se pueden construir diversos escenarios para estimar las reservas del pozo y el factor de recobro esperado.

Guía de la metodología:

1. Recopilar la información del pozo.
2. Cargar los datos de producción en la planilla de cálculo y calcular presiones de fondo de forma automática.
3. Realizar un control de calidad y de ser necesario hacer cambios.
4. Analizar el DFIT para tener otro dato de permeabilidad además del obtenido por el análisis petrofísico.
5. Cargar datos en el software de RTA.
6. Generar una interpretación con los datos “crudos”, teniendo en cuenta la permeabilidad de la petrofísica.
7. Generar una interpretación con los datos “crudos”, teniendo en cuenta la permeabilidad estimada del DFIT.
8. Realizar un ajuste histórico variando la permeabilidad, pero manteniendo los parámetros fractura.
9. Realizar un ajuste histórico variando datos de fractura manteniendo la permeabilidad estimada de la petrofísica o del DFIT).
10. Una vez considerado un parámetro de fractura representativo, se realiza un ajuste histórico nuevamente variando la permeabilidad.
11. Llenar base de datos resumen con todos los diferentes ajustes históricos obtenidos.

De esta forma se logró obtener una metodología de trabajo que se estandarizó en el equipo intérprete, el cual estaba formado por varios ingenieros de reservorios, con el objetivo de mantener los mismos criterios.

Recopilación de la información por pozo

Inicialmente se debió recabar la información de cada pozo, necesitando como mínimo caudales y presiones de boca.

Información utilizada en caso de estar disponible:

- Caudal diario de gas
- Caudal diario de agua
- Caudal diario de condensado
- Presión de boca diaria
- Interpretación petrofísica (H_u , Φ , S_w , k)
- Gradientes dinámicos
- Presión de formación inicial.
- Informe Post Job de fractura (H_f , X_f , F_c)

Estimación de Presión dinámica de fondo

A partir de datos de caudal y presiones de boca se obtuvieron las presiones de fondo.

Para el cálculo de presión dinámica de fondo se generó un archivo de planilla de cálculo que permitiera automatizar el proceso. En el mismo se cargan los datos de producción alocada diaria, presiones de boca medidas por los supervisores y controles extraídos de la aplicación oficial. Además, se tiene en cuenta las presiones diarias registradas por telemetría. Toda esta información es ordenada para cada pozo.

Se genera una variable que es la presión de boca a utilizar, la misma respeta los valores de los controles. Debido a que los mismos no tienen tanta frecuencia, se completan los valores diarios de presión con datos de latelemetría y/o datos recolectados por los supervisores. Se realiza un control de calidad de la información y se intenta obtener la curva de presión de fluencia de boca más razonable.

Con respecto a los datos de caudal, se considera la producción alocada diariamente. Algunas veces dicha producción se desvía bastante de la producción de control. Si la diferencia es muy grande, se corrige la producción alocada de forma proporcional a los controles. Para la producción de líquido diario, también se tiene en cuenta el alocado. En caso de no contar con alocado de líquido, generalmente el mismo se corrige respetando las relaciones gas líquido de los últimos controles.

Con las curvas de caudales y presiones de boca de pozo diario, se utiliza el software oficial de análisis nodal para calcular de las presiones dinámicas de fondo, respetando la frecuencia de caudal y presión de boca. Para cada pozo se generó un archivo individual que contempla la instalación de fondo y análisis nodal ajustado a partir de los gradientes dinámicos realizados. Se calcula Presión dinámica de fondo, utilizando la correlación de levantamiento vertical actual del último archivo generado, pero se verifica la misma gráficamente contra datos de gradientes en caso de estar disponibles para verificar coherencia. De no tener buen ajuste se revisan correlación de levantamiento vertical e instalación para intentar mejorar la representatividad de la presión dinámica de fondo.

Para el proceso de cálculo de presión de fondo, se utilizó una Macro para automatizar el proceso y hacerlo en forma más veloz. La misma conecta la planilla de cálculo con el software de análisis nodal. De esta forma se logra agilizar los tiempos, y asegurar la estandarización de los cálculos.

Abajo se muestra un ejemplo de los datos reales medidos y los calculados (Figura 7).

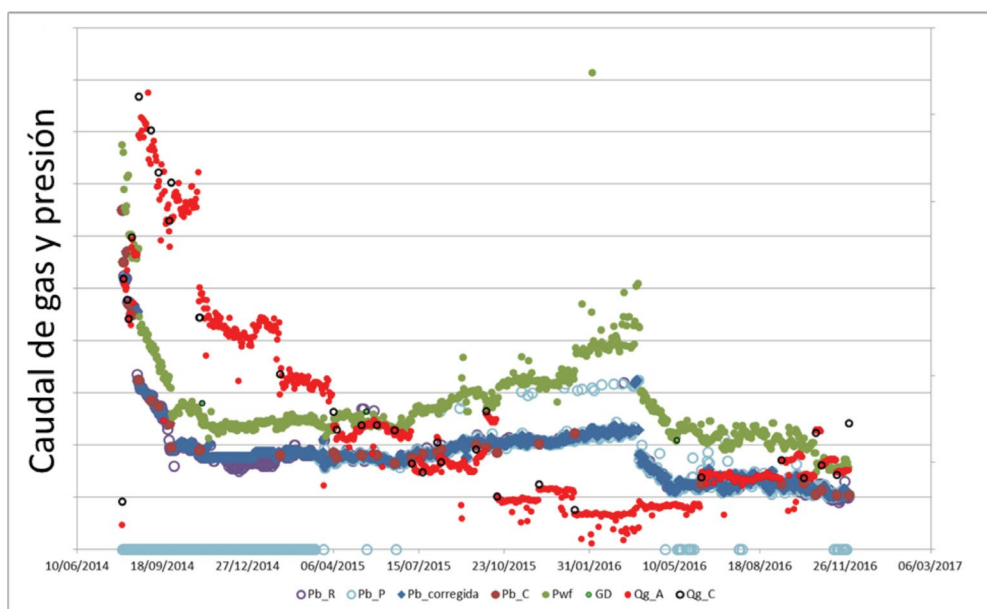


Figura 7. Gráfico utilizado para cálculo de presión de fondo..

TÉCNICAS ANALIZADAS

En esta sección se describen las herramientas empleadas para la identificación de régimen de flujo y la determinación de los parámetros que se usaron en los modelos de flujo.

Gráficos log-log y régimen de flujo

La identificación de régimen de flujo se realiza con la ayuda de los gráficos de diagnóstico log-log. Consisten en graficar el caudal normalizado por la pseudopresión (índice de productividad) o bien la pseudopresión normalizada por el caudal (inversa del índice de productividad) contra el tiempo de balance de materiales (MBT). Para mejorar la interpretación suele graficarse además las funciones derivadas.

Las pendientes observadas en estos gráficos permiten la identificación de los distintos regímenes de flujo. Para el caso de yacimientos de gas y en orden de considerar la variación de las propiedades con la presión, la presión se corrige con el potencial de gas (o pseudopresión) y el

tiempo de balance de materiales por el pseudotiempo de balance de materiales.

El análisis del yacimiento RDM, mostró que los regímenes de flujo transiente predominantes son bilineal (correspondiente a fracturas de conductividad finita) y lineal (correspondiente a fracturas de conductividad infinita). Los mismos se caracterizan por las pendientes $1/4$ y $1/2$ respectivamente. En los casos de pozos con más historia de producción se alcanzó a ver pendiente unitaria (1) característica del flujo dominado por los límites (pseudoeestacionario).

A continuación, se muestran algunos ejemplos del uso de los gráficos diagnóstico en el trabajo realizado (Fig. 9 y 10).

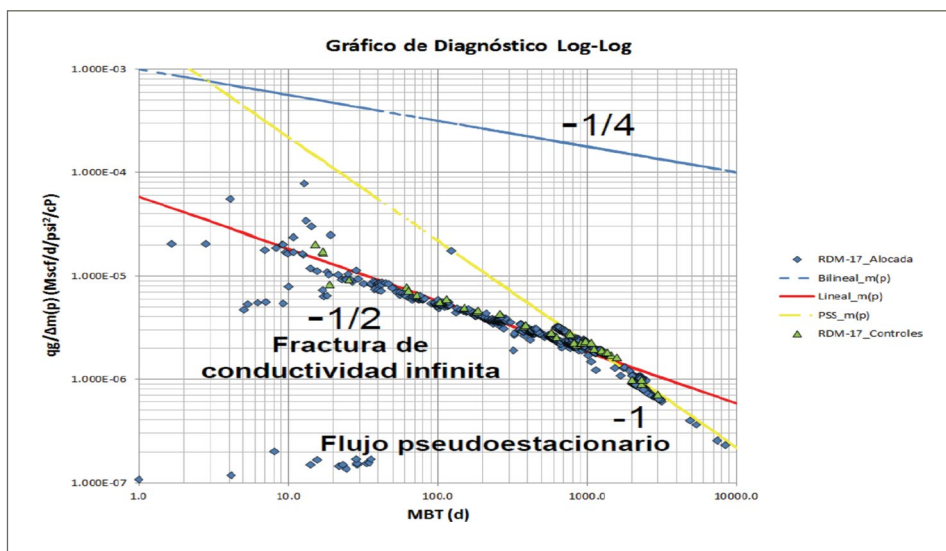


Figura 9. Gráfico de diagnóstico Log-Log del índice de productividad contra MBT.

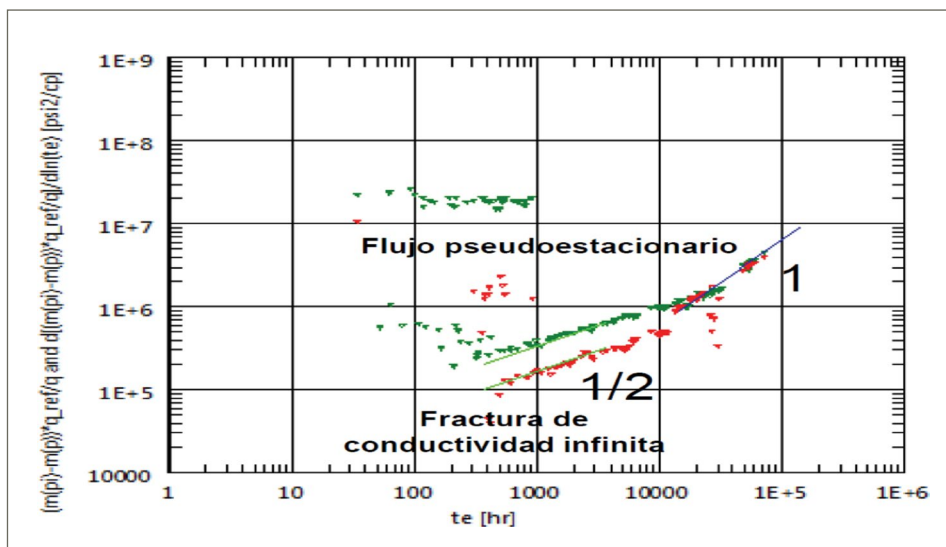


Figura 10. Gráfico de diagnóstico Log-Log del software de RTA utilizado. Se evidencia fractura de conductividad infinita y flujo dominado por los bordes (pseudoestacionario).

Curvas tipo (Blasingame, NPI, Agarwal-Gardner).

Existen diversas propuestas por distintos autores que se diferencian en la función principal considerada (caudal normalizado o presión normalizada) y se complementan con las funciones integrales y derivadas para facilitar los ajustes.

Para los ajustes de curva tipo de este trabajo y a fines de simplicidad se consideró únicamente el modelo de reservorio radial con límite circular. Se utilizaron principalmente las curvas tipo de Blasingame y fueron complementadas en algunas ocasiones con las curvas Normalized Pressure Integral (NPI). Estos ajustes se llevaron a cabo con el software de RTA. A fines ilustrativos se muestra un ejemplo (Fig. 11).

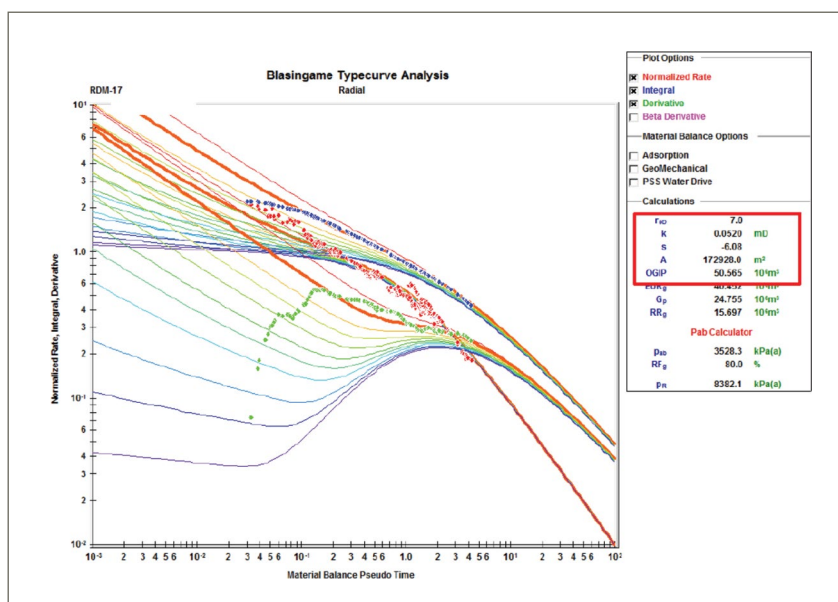


Figura 11. Ajuste de curva tipo de Blasingame. Se obtiene permeabilidad, skin global y OGIP.

Gráficos especializados (lineal, bilineal, FMB)

Los gráficos especializados de cada régimen de flujo permiten obtener parámetros fundamentales del modelo. Para el caso de los flujos lineal y bilineal, estos gráficos arrojan a partir de su pendiente la relación entre la permeabilidad de la formación y longitud de fractura (parámetro de flujo lineal) o bien entre la permeabilidad de la formación y la conductividad de la fractura (parámetro de flujo bilineal). De esta manera, para cada caso, queda fijado el parámetro de la fractura de acuerdo a la permeabilidad obtenida por ajuste de curva tipo. Las gráficas consideran la presión normalizada por el caudal vs. la raíz cuadrada del MBT (para flujo lineal) o bien la raíz cuarta del MBT (para flujo bilineal).

En este trabajo, se consideró la permeabilidad de ajuste de curva tipo y se calculó el parámetro de la fractura (longitud o conductividad según corresponda) del gráfico especializado correspondiente. Se muestran ejemplos de aplicación a continuación (Figs. 12 y 13):

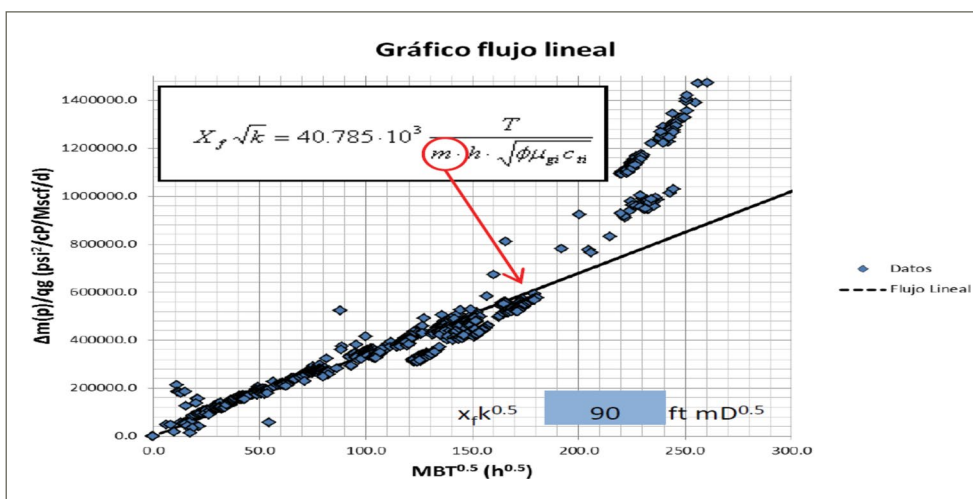


Figura 12. Determinación del parámetro de flujo lineal ($x_f k^{0.5}$).

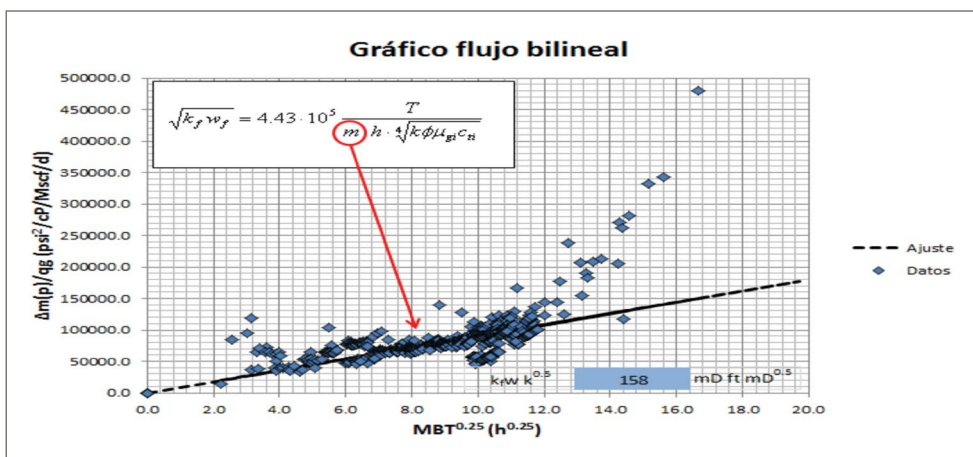


Figura 13. Determinación del parámetro de flujo bilineal ($k_{fw} k^{0.5}$).

Si fue posible alcanzar el régimen pseudoestacionario, el balance de materiales fluyente (FMB) permite la estimación del hidrocarburo in situ y por ende el área de drenaje del pozo. Esta técnica es la adaptación del clásico gráfico p/z pero a condiciones dinámicas. Para los pozos que aún se encuentran en estado transitorio, el volumen determinado es el mínimo posible sobre el cual el mismo tiene influencia.

Para estos casos, se adoptó como criterio en este trabajo realizar el modelo con el volumen mínimo y tomarlo como el escenario más pesimista de gas in situ y reservas. Estos casos deberán ser reinterpretados a futuro para mejorar la confianza de estas estimaciones (Figs. 14 y 15).

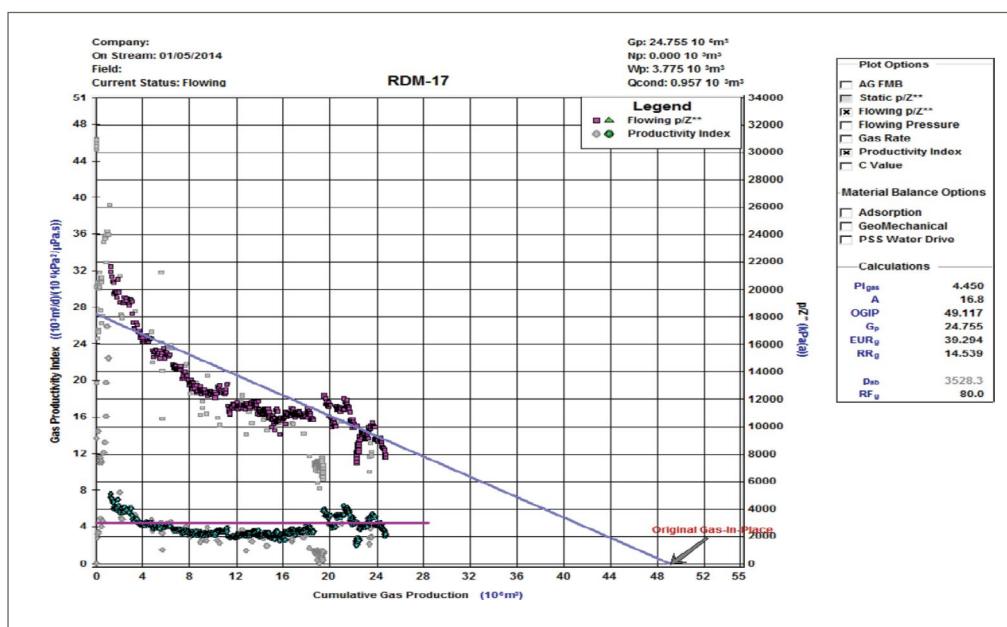


Figura 14. Balance de materiales fluyente. Método p/z fluyente

Ajuste de historia de producción

Como paso final del análisis y teniendo en cuenta los resultados de las técnicas mostradas anteriormente se generó el modelo analítico en el software de RTA cuyo ajuste final se logró mediante regresión de las variables sobre las cuales se tenía más incertidumbre. A continuación, se muestra un ejemplo en la Figura 16.

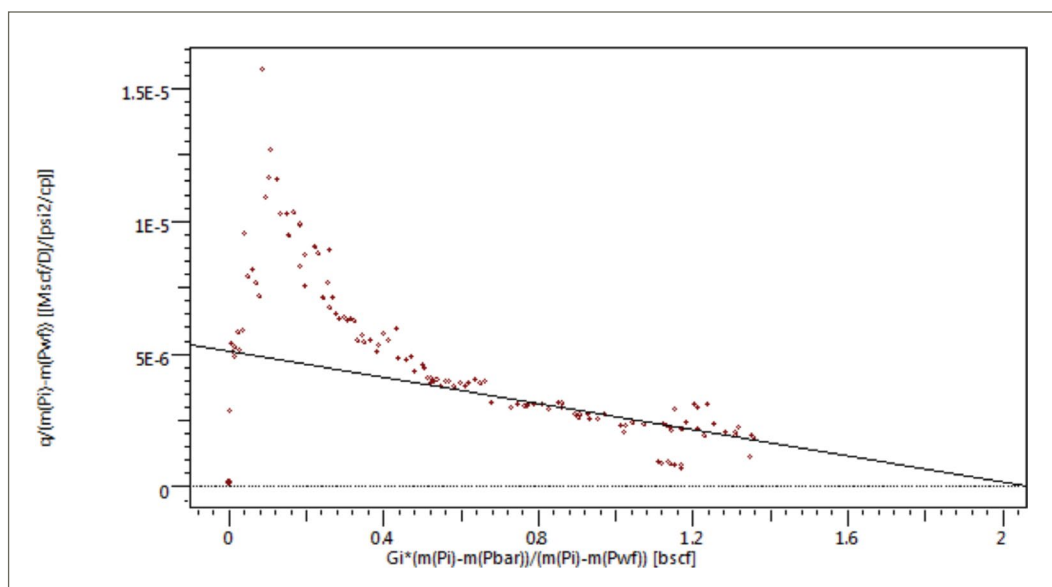


Figura 15. Balance de materiales fluyente. Método caudal – acumulada normalizada.

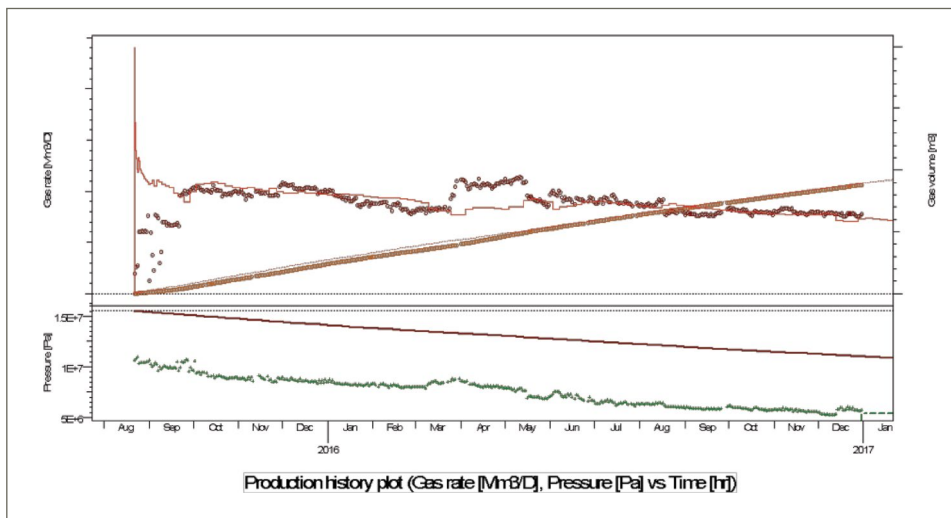


Figura 16. Ajuste histórico.

DFIT como herramienta adicional

Sin dudas una de las mayores incertidumbres en los análisis de producción de pozos de baja transmisibilidad y, especialmente en aquellos fracturados hidráulicamente, está en la estimación de la permeabilidad. Los ensayos DFIT (Diagnostic Fracture Injection Test) previos a la fractura brindan la oportunidad de estimar la permeabilidad del reservorio como así la presión estática poral de la zona afectada además de otra información de utilidad para los diseños de estimulación. Esta información permite contar con otra fuente de estimación de permeabilidad además de la estimación a partir de modelos petrofísicos.

Esta herramienta ha demostrado ser de mucha utilidad en el yacimiento Rincón del Mangrullo ya que normalmente se alcanza flujo pseudoradial, lo que posibilita la estimación de la permeabilidad y la presión poral. En el trabajo que se presenta se analizaron los DFIT's de los pozos para calcular la permeabilidad y se construyó con ella otra alternativa de modelo analítico que fue comparado luego con los de ajuste de curva tipo. Se puede afirmar que las estimaciones arrojadas por la interpretación petrofísica se aproximaron muy bien a los medidos por DFIT. Vale comentar que dicha técnica hoy se encuentra como parte del programa de la estimulación para cada pozo, arrovechando que los pozos se fracturan en dos días se deja midiendo presión luego del minifrac de la última fractura del primer día y última fractura del pozo, logrando así tener dos DFIT por pozo.

Cálculo de GOIS aproximado a partir de la evolución presión dinámica de fondo

Una vez calculadas las presiones de fondo se hace un análisis simplificado de Balance de Materia a partir de la metodología de nodal inverso con el objetivo de estimar un GOIS que sirve

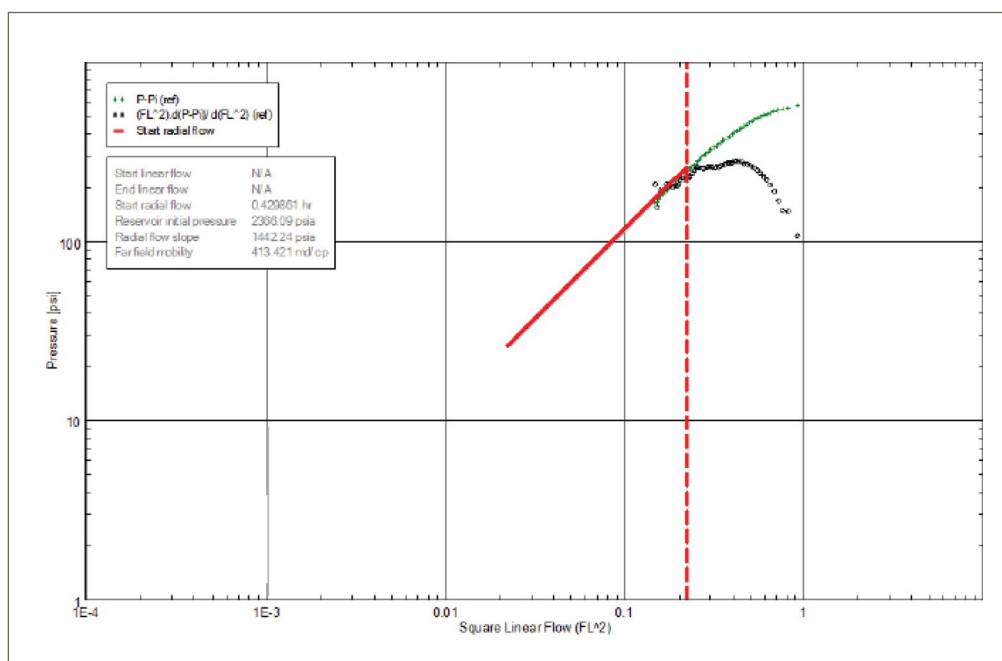


Figura 17. Gráfico de Nolte para estimación de permeabilidad y presión poral.

de comparación al momento de realizar la interpretación del transitorio con el software de RTA. El proceso consiste en ajustar el parámetro C de la ecuación de Rawlins & Schellhardt a partir de los controles iniciales de producción asumiendo un valor de n de 0,85 (considerado como el que mejor ajusta en este tipo de yacimientos). Luego bajo la hipótesis que C y n se mantienen constantes se calcula cómo evolucionaría la presión estática con la evolución de la presión dinámica de fondo. Con esta suposición se asume que el pozo ya se encuentra en estado pseudoestacionario, y en consecuencia la declinación de la presión dinámica de fondo será proporcional a la presión de fondo. Con la evolución de presión estática estimada con esta metodología y la evolución de producción acumulada se puede realizar un gráfico de P/Z en función de la acumulada de gas, y a partir de estos datos se puede obtener el GOIS extrapolando a P/z igual 0. Estos datos de GOIS se estimaron para cada pozo de forma de tener un dato adicional para comparación con la metodología. La misma se puede observar en la Figura 18.

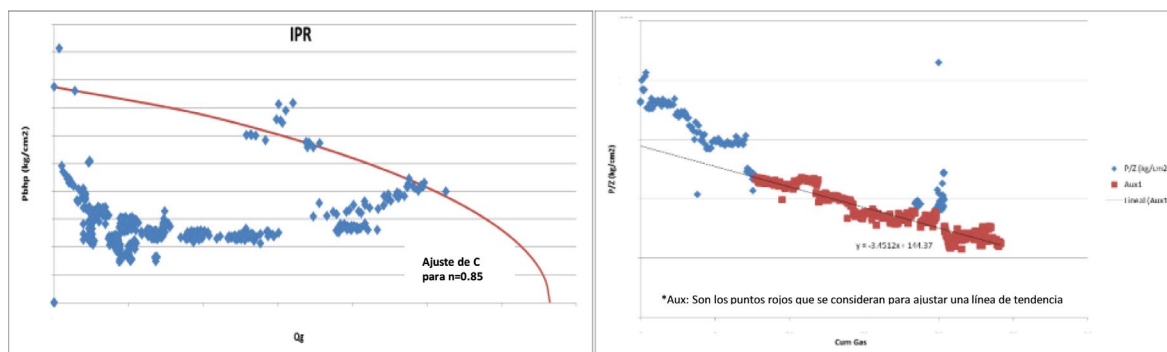


Figura 18. Cálculo orientativo de GOIS por nodal inverso.

RESUMEN DE LOS DATOS ANALIZADOS

En esta sección se presentará parte de los datos obtenidos a través del análisis de RTA. Los parámetros más importantes que se mencionaran son la permeabilidad, radio de drenaje y GOIS para todos los pozos que fueron analizados y por otra parte conductividad de la fractura para los pozos con flujo bilineal y ala de fractura para aquellos con flujo lineal.

Permeabilidad (mD)

Es importante tener en cuenta que los ajustes de los ensayos RTA se hicieron considerando modelo mono capa, por lo quedichos ajustes tienden a representar la permeabilidad de las mejores capas.

Para todo el yacimiento el rango de permeabilidad obtenido de dicho análisis, teniendo en cuenta el espesor útil por pozo, fue desde 0,01 hasta 1,54mD.

Radio de drenaje (m)

Otros de los datos obtenidos fue el radio de drenaje al momento del ensayo y se observa que los valores fueron bastante variables para todos los pozos analizados. El valor mínimo que se obtuvo fue de 82 m y un máximo de 770m, correspondiente a un pozo que se considera de buenas propiedades petrofísicas y con mayor historia de producción.

GOIS (Gas Original In Situ)

Por último, para el parámetro de GOIS se pudo ver que varían desde 15Millones m³ a 334Millones m³.

Hay que tener en cuenta que muchos de los pozos aún se encuentran en estado transitorio sin alcanzar los límites del estado pseudoestacionario, por lo cual se considera que el volumen es el investigado hasta el día del análisis.

Ala de fractura – Flujo Lineal

De la interpretación, se puede concluir que actualmente hay 22 pozos que están transitando por flujo lineal, se puede observar que los valores de ala de fractura son homogéneos para este grupo de pozos. El mínimo valor es de 61,9 m y el máximo es de 192,6 m. En promedio ronda los 90 m de ala de fractura.

Conductividad de la fractura – Flujo Bilineal

Para flujo bilineal hay en total 44 pozos que están transitando por dicho flujo, se puede observar que los valores de conductividad de fractura rondan entre 7mDft y 678mDft. Se puede ver que la variación en las conductividades es alta y esto se debe a que el campo cuenta con una alta variación en las técnicas de estimulación aplicadas.

RESULTADOS

Mapas

En la sección mapas se mostrará de manera gráfica los diferentes parámetros obtenidos a través de este análisis, de los cuales se pudieron obtener varias conclusiones a nivel general como también detectar anomalías en los pozos según la zona geográfica, los cuales posteriormente se revisaron para descartar cualquier error durante el proceso de análisis de RTA.

En todos los mapas se representaron isolíneas de permeabilidad y lo que se fue variando son los parámetros que se representan en forma de “burbuja”.

En el primer mapa (Fig. 19) las burbujas representan el radio de drenaje (y por consiguiente el GOIS), la escala de ellas es proporcional al área drenada y la gama de colores representa la permeabilidad.

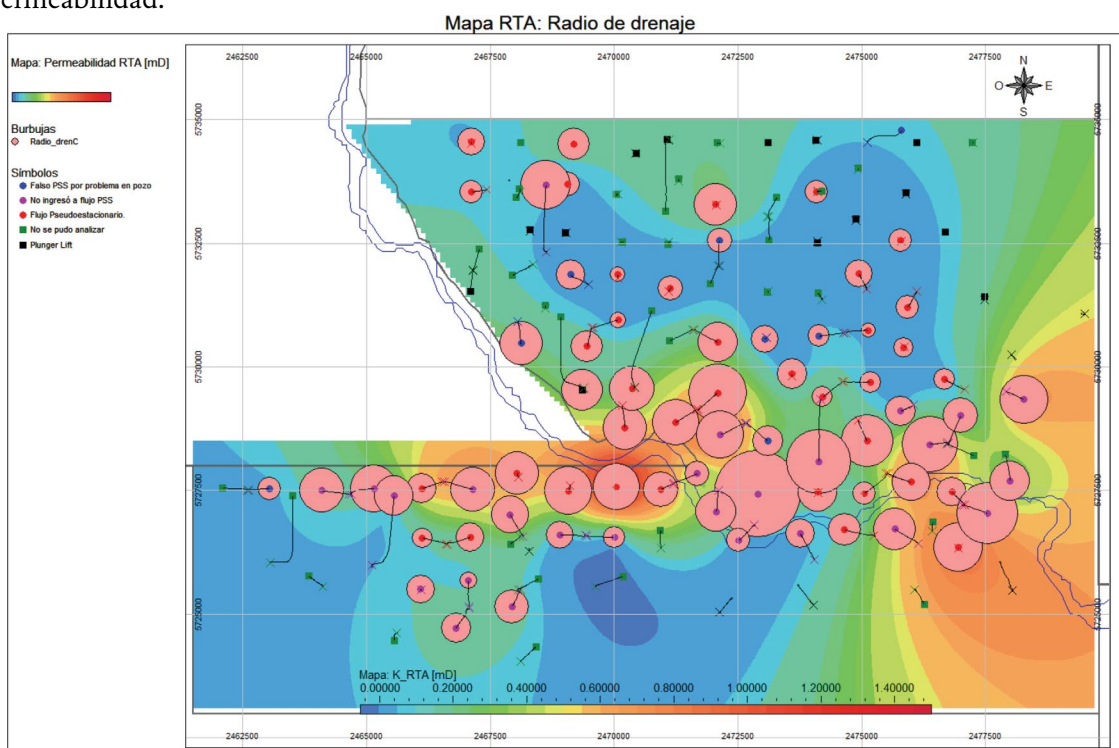


Figura 19. Permeabilidad vs radio de drenaje/GOIS (burbujas)

Si se lo observa con más detalle se puede ver que los pozos con mayor permeabilidad y mayor radio de drenaje (GOIS) se encuentran cerca del Río Neuquén. Esto concuerda con el estudio estructural de la zona, donde la formación Mulichinco se encuentra emplazada en un homoclinal de buzante hacia el este.

Aquellos pozos que están más alejados del río tienen un radio de drenaje menor (y menor GOIS) y también concuerda con la zona de menor permeabilidad.

Este análisis puede ayudar en un futuro para buscar zonas donde se puedan ubicar pozos infill, identificar zonas que puedan estar depletadas (aquellos pozos donde su radio de drenaje se solapa con el de sus vecinos) como también realizar un trabajo más detallado del tipo de fractura que se debe efectuar según la zona geográfica.

Con respecto a este último punto, se mapeó el tipo de flujo transiente característico de la fractura que se observó en cada uno de los pozos (Fig. 20). En este se puede observar claramente que los pozos con régimen de flujo bilineal se encuentran en la zona del río, donde se tiene mayor permeabilidad haciendo que las fracturas sean de conductividad finita si se la compara con la capacidad de flujo del reservorio. En cambio, los pozos con flujo lineal se ubican en zonas de menor permeabilidad, donde la formación tiene características más tight haciendo que la conductividad de la fractura sea infinita en relación con la capacidad de flujo del reservorio. Esta dependencia entre la permeabilidad, el tipo de flujo transiente y la conductividad adimensional

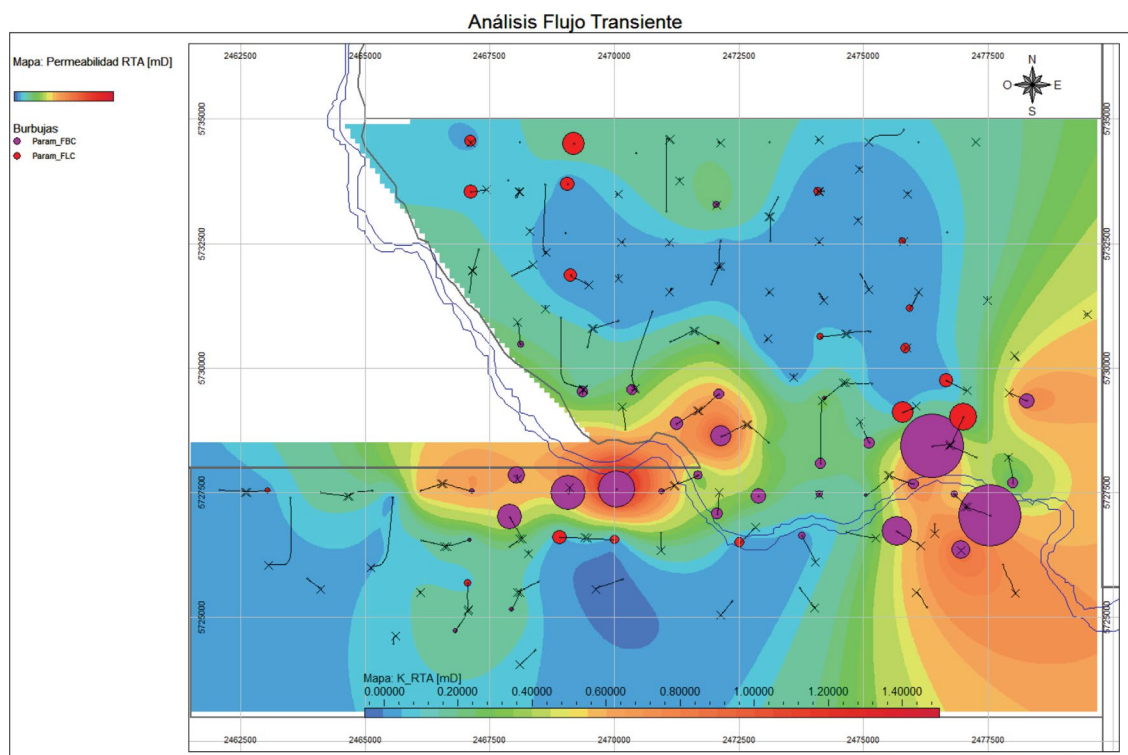


Figura 20. Permeabilidad vs. Parámetro de flujo lineal (rojo) /bilineal (azul).

de la fractura, puede tomarse como referencia para el diseño de las fracturas hidráulicas del campo.

Por último, se presenta un mapa (Fig. 21) donde las burbujas representan el rendimiento areal calculado como la relación entre el GOIS y el área drenada ambos estimados mediante análisis de RTA. Es decir, cuando mayor sea el valor de GOIS mayor será el rendimiento para un mismo radio de drenaje y cuando mayor sea el área drenada para un mismo GOIS, menor será este parámetro.

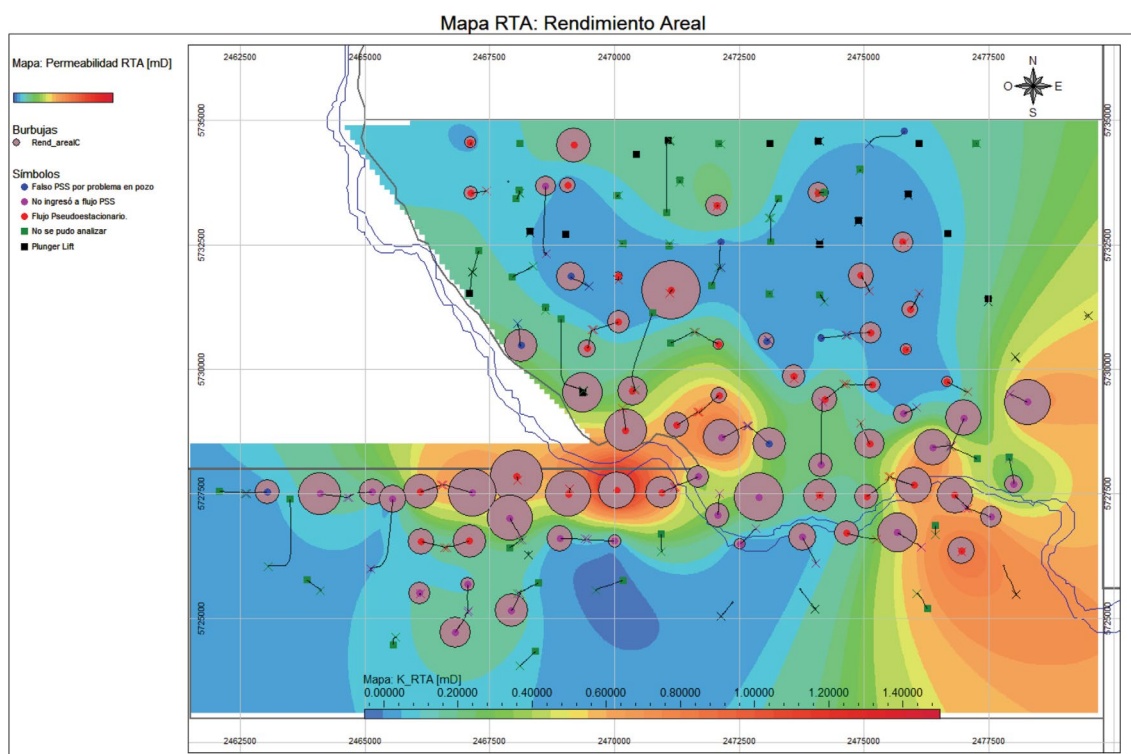


Figura 21. Permeabilidad vs Rendimiento areal (burbujas).

Se concluye que la zona adyacente al Río Neuquén es la zona con mayor rendimiento areal, indicando que en esta se encuentran los pozos que han mostrado mayor potencial tanto en caudal de gas como en presión dinámica.

Pronóstico de producción

Como parte final del trabajo se realizaron los pronósticos de producción por pozo asumiendo una evolución futura de la presión dinámica de fondo (se mantiene constante la última presión

de fondo para cada pozo). En términos generales, se observa una buena concordancia entre la respuesta en producción real de los pozos (controles) y los pronósticos realizados con el modelo analítico derivado del análisis de RTA. En la Fig. 22 se muestra un ejemplo.

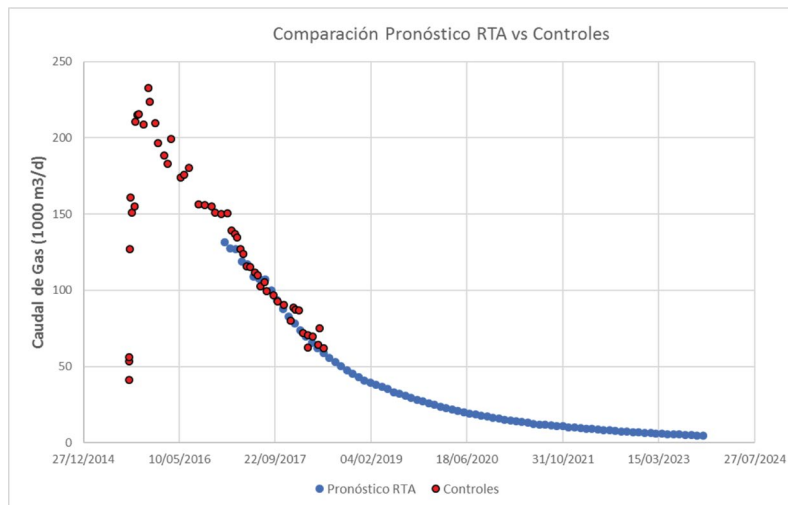


Figura 22. Pronóstico de producción obtenido por análisis de RTA y su comparación con controles de pozo.

CONCLUSIONES

- El análisis RTA permitió obtener información de mucha utilidad que podrá ser usada para un mejor entendimiento del comportamiento del reservorio.
- Se pudieron obtener datos de permeabilidad promedio por pozo, radio drenaje investigado, Gas in Place investigado y parámetros de fractura.
- Existe una marcada relación entre la permeabilidad y el tipo de régimen de flujo transiente. Los pozos con mayor permeabilidad evidencian régimen bilineal (correspondiente a una fractura de conductividad finita) y los pozos con menor permeabilidad régimen lineal (correspondiente a una fractura de conductividad infinita). Esto se considera lógico ya que, a mayor permeabilidad, la capacidad de flujo de la formación se asemeja con la capacidad de flujo de la fractura (factor de conductividad adimensional próximo a 1).
- A partir de los análisis de regímenes de flujo se puede concluir que se requerirían al menos 2 tipos de diseños de fracturas hidráulicas para el yacimiento de acuerdo a las zonas de permeabilidad. Uno que busque mayor conductividad (con mayor calidad/tamaño de arena, mayor concentración promedio, etc.) para los pozos de la zona de mayor permeabilidad y otro de baja conductividad en la zona más tight.
- Al realizar los mapas de los datos interpretados, se observa que los pozos con mayor

permeabilidad se ubican en la franja centro-sur del yacimiento a lo largo del Río Neuquén y los de menor permeabilidad-productividad en la zona norte.

- El radio de drenaje (como así también el GOIS) y la permeabilidad también muestran una fuerte relación. Reservorios de mejor calidad tienen mayor continuidad areal en la zona de mejor permeabilidad obtenida de las interpretaciones de RTA, y el radio de drenaje investigado fue mayor (mayor GOIS). Por otro lado, en la zona de menor permeabilidad donde los radios de drenaje (y GOIS) investigados por pozo fueron mucho menores, se visualiza un potencial para pozos infill con el objetivo de mejorar el factor de recobro de dicha zona.
- Se estimaron todos los pronósticos de producción por pozo considerando una evolución de presión dinámica de fondo futura (la última presión de fondo constante para cada pozo). Se viene observando que los pronósticos realizados por esta herramienta (RTA) han mostrado un buen ajuste posterior en caudal de gas, por lo que se considera dicha herramienta como confiable a la hora de pronosticar producción.
- Se recomienda para campos de estas características, que el análisis de RTA sea actualizado cada 6 meses con el objetivo de seguir la evolución de los parámetros ajustados, poder detectar problemas de producción (en el caso que lo hubiere), comparar los pronósticos de producción y/ o ajustar nuevos límites de drenaje en los pozos que aún no lo detectan. Y por último volver a calcular los GOIS investigados.



**10° CONGRESO DE
EXPLORACIÓN Y
DESARROLLO DE
HIDROCARBUROS**

**Energía y Sociedad
aliados inseparables
Mendoza 2018**