

OPTIMIZACIÓN DE FRACTURAS EN LOMA DE LA LATA

Roberto Rega,

Repsol YPF

Federico Sorenson, Horacio Peacock

Halliburton Argentina

Abstracto

El yacimiento Loma de la Lata (LLL) ubicado en la provincia de Neuquén, Argentina, es uno de los mayores productores de gas de Latinoamérica. La completación de los pozos en la formación Sierras Blancas incluye en la mayoría de los casos una fractura hidráulica con agente de sostén, como método de estimulación para incrementar la producción de gas.

La compañía operadora, Repsol-YPF, mantiene un exitoso programa de mejora continua en el área, que ha impulsado a las compañías de servicio a mantener un elevado nivel técnico para acompañarla en este desarrollo.

La perforación de pozos en las zonas del borde de cuenca, ha presentado nuevos problemas que requieren de nuevos procesos para la solución de los mismos.

El proceso SIGMA consiste en una secuencia ordenada de aplicación de diferentes herramientas y procedimientos que conducen a un conocimiento detallado de la formación para poder predecir comportamientos y hacer pronósticos acertados de producción. Este proceso se adoptó como plataforma para la ejecución del proyecto enunciado.

El objetivo final es obtener la metodología apropiada para seleccionar pozos, zonas de interés a ser estimuladas y diseño de estimulación más eficiente. Los pasos que se identificaron como necesarios para obtener el objetivo propuesto son los siguientes:

- Análisis de la historia de producción
- Generación del Perfil de Parámetros de Fractura
- Pronóstico de producción
- Diseño de fractura
- Rediseño basado en bombeos de diagnóstico
- Comprobación de resultados obtenidos

Se presentan ejemplos de aplicación de la metodología descripta, demostrando un alto grado de eficiencia en la predicción de resultados basados en un mejor conocimiento y manipuleo de la información disponible.

Introducción

El yacimiento LLL (Loma de la Lata), ubicado en la provincia del Neuquén, operado actualmente por Repsol-YPF, es uno de los productores de gas más importantes de Latinoamérica. La formación productora de gas es Sierras Blancas, una arenisca que se extiende de 20 a 100 m de espesor según su ubicación dentro del yacimiento, a una profundidad promedio de 3000 m. Esta formación presenta una porosidad efectiva promedio de 14% y una permeabilidad promedio de 2 md, con producciones de gas de hasta 400.000 m³/d. La completación de estos pozos incluye una a dos fracturas hidráulicas con agente de sostén, como método estándar de estimulación, con el fin de incrementar y acelerar la producción de gas.

LLL está en producción y continuo desarrollo desde el año 1978. En las zonas de mayor producción, la presión original de 320 kg/cm² ha decaído a 110 kg/cm², mientras que en ciertas zonas pueden encontrarse niveles dentro de la misma formación con presiones cercanas a la original, producto de la estratificación existente en las arenas.

El proceso de desarrollo ha dirigido la perforación de nuevos pozos a zonas ubicadas en los bordes del yacimiento, lo cual ha presentado ciertos desafíos que han requerido un tratamiento diferente al

realizado hasta el presente. Entre los problemas que se han presentado, se pueden mencionar los siguientes como los más importantes y significativos en cuanto al diseño de las estimulaciones:

- Arenas de menor espesor.
- Propiedades petrofísicas de la formación de menor calidad.
- Altos contrastes de presión poral entre distintas capas debido a la estratificación horizontal por distintas porosidades efectivas dentro de la misma formación.
- Ausencia de barreras mecánicas efectivas dentro de la formación que sean competentes para detener el crecimiento vertical de las fracturas hidráulicas.
- Contacto agua-gas más cerca de la zona productiva.

Estos problemas hacen que los diseños de las fracturas en los pozos del borde de cuenca deban estar fundamentados en un conocimiento mucho más acertado de las propiedades petrofísicas de la formación, sobre todo en lo que respecta a los esfuerzos mínimos y crecimiento de la fractura. La selección de zonas candidatas para estimular también es un proceso que necesita de una revisión y optimización, dado el marcado contraste de presión poral existente entre distintas capas, como se mencionó anteriormente.

El proceso vigente de mejora continua que desarrolla Repsol-YPF conduce a la participación de las compañías de servicio de fracturación a proponer distintos métodos para optimizar los diseños de fractura dentro de este escenario. El proceso SIGMA consiste en una secuencia ordenada de aplicación de diferentes herramientas y procedimientos que guía a un conocimiento detallado de la formación para poder predecir comportamientos y hacer pronósticos acertados de producción. Este proceso se adoptó como plataforma para la ejecución del proyecto enunciado. Esta herramienta necesita como base fundamental para su aplicación con éxito, el trabajo integrado entre la compañía operadora del yacimiento y la compañía de servicio. A tal efecto, se formó un equipo de trabajo conformado por personal técnico del Departamento de Reservorios y Halliburton Argentina.

Las herramientas que dicho proceso involucra, son, en su mayoría ampliamente conocidas en la industria. El gran mérito de la metodología empleada radica en la integración e interacción de dichas herramientas, con el fin de llegar a resultados similares por distintos caminos, además de la rapidez con que se pueden hacer las distintas simulaciones al utilizar programas totalmente compatibles entre sí.

El proceso involucra varias etapas entrelazadas que van a proporcionar la información buscada:

- Análisis de la historia de producción
- Generación del Perfil de Parámetros de Fractura
- Pronóstico de producción
- Diseño de fractura
- Rediseño basado en bombeos de diagnóstico
- Comprobación de resultados obtenidos

Historia de producción

El análisis de la historia de producción, técnica ampliamente conocida y usada por la mayoría de los operadores, proporciona algunos datos de suma importancia, como son el área de drenaje, permeabilidad y altura neta productiva. Si se dispone de información de buena calidad (caudales, presiones dinámicas, orificios) se puede obtener un match como el mostrado en la Fig.1.

En el caso de pozos nuevos, este análisis se efectúa en los pozos cercanos mismo. Cuando se trata de pozos viejos, proporciona la primer instancia para la selección de candidatos.

A partir del último punto de la curva teórica ajustada de producción, se estima la producción proyectada considerando la estimulación propuesta. Posteriormente, cuando se dispone de mas información, este análisis es ajustado, incluyendo parámetros económicos.

Perfil de Parámetros de Fractura

La determinación de propiedades mecánicas de las formaciones a partir de perfiles sínicos es una técnica utilizada por todas las compañías de perfilaje. Actualmente la información utilizada en la zona más confiable es la que proporciona el perfil Sónico Dipolar. Procesando las curvas de

Tiempo de Tránsito de las ondas Compresional y Corte, se calculan los módulos de Poisson, Young y Biott. En el caso LLL, se presentan tres situaciones genéricas: pozos nuevos con perfilajes completos, incluyendo sónico dipolar y resonancia magnética (NMR); en algunos pozos viejos, sónico convencional; y en otros, no se dispone de ningún perfil sónico. Con los pozos que disponen de sónico dipolar se desarrollaron las correlaciones necesarias para derivar curvas de tiempo de tránsito de la onda de corte a partir de la compresional para aplicar en los que solo disponen de sónico convencional. También se calibraron las ecuaciones empíricas para el cálculo de las propiedades mecánicas basados en perfiles litológicos existentes, tales como GR o SP, para aplicar en los pozos donde no se cuenta con ningún registro sónico. En la Fig. 2 se muestra el resultado de estas calibraciones. La Fig. 3 muestra la correlación encontrada para calcular DTS a partir de DTC, cuando solo se dispone de un registro sónico convencional. En el caso específico de LLL, se encontró una baja dispersión de puntos lo cual hace más confiable la utilización de esta correlación. De los métodos corrientemente utilizados para medir presión poral, el que mejor información proporciona para este caso es el de toma puntual de presión a pozo abierto durante el perfilaje. Se desarrolló una ecuación empírica para generar una curva de presión. La curva se calibra con las lecturas de los registros de presión y datos disponibles de otros pozos de la zona. La Fig. 4 muestra la curva de presión poral, calibrada con datos registrados con un perfil de toma de presiones. El cálculo de los esfuerzos mínimos de la formación implica la utilización de estos parámetros sumados a la presión litológica. La presión poral tiene una influencia fundamental en el cálculo de los esfuerzos, y es el principal parámetro, además de la litología, que genera diferencias de esfuerzos que gobernarán la extensión vertical de la fractura.

$$\sigma_{\min} = P_o \left(\frac{\mu}{1 - \mu} \right) + \alpha P_p \left(1 - \frac{\mu}{1 - \mu} \right)$$

Donde:

- $\sigma_{\min}$ = esfuerzo principal mínimo, psi/ft
- P_o = presión de sobrecarga, psi/ft
- P_p = presión poral, psi/ft
- μ = relación de Poisson
- α = constante de Biott

El resto de las propiedades tales como porosidad efectiva, saturación de agua y permeabilidades relativas, se derivan a partir del procesamiento de los registros disponibles. Cuando se dispone además de un perfil de NMR, la evaluación de estos parámetros es mucho más confiable, incluyendo la curva de saturación de agua irreducible que facilita mucho la estimación de permeabilidades relativas para luego cuantificar las producciones estimadas de hidrocarburo y agua. Igual que en el caso de los registros sínicos, los pozos con información completa se utilizan para calibrar las ecuaciones empíricas, tal como se muestra en la Fig. 5. Para el cálculo de la permeabilidad se utilizó la ecuación de Coates.

$$K_b = \left[\frac{100 * \Phi_{EFF}}{C} \right]^4 * \left[\frac{\Phi_{FFI}}{\Phi_{BVI}} \right]^2$$

Donde:

- K_b = permeabilidad absoluta de la roca, md
- Φ_{EFF} = porosidad efectiva, decimal
- C = constante de Coates
- Φ_{FFI} = porosidad ocupada por fluido móvil, decimal
- Φ_{BVI} = porosidad ocupada por agua irreducible, decimal

Todas las compañías de registros eléctricos pueden suministrar la mayoría de estos datos, pero generalmente en distintos perfiles, y a veces en formatos diferentes. El perfil de Parámetros de Fractura justamente se desarrolló para disponer de todas las variables necesarias para la evaluación y diseño de fracturas en un solo perfil y en forma continua en la zona de interés y las capas adyacentes, el cual puede exportarse en formato .las al simulador de fracturas 3D. En el caso del FracPro PT, extrae hasta 100 intervalos de profundidad con las propiedades de la formación y 50 en el caso de FracPro RES, utilizado por la compañía productora. Esto implica que en un tramo de 100 m, por ejemplo, se pueden disponer de datos petrofísicos cada metro. En consecuencia, el cálculo de la geometría de fractura, fundamentalmente la extensión vertical, está afectada por todas las variaciones de la roca en toda su extensión, lo cual produce predicciones mucho más cercanas a la realidad. Las Fig. 6 y Fig. 7 muestran la aplicación de este proceso. En la primera se muestran los perfiles disponibles en los pozos más antiguos, donde solo se cuenta con GR, SP, Inducción y Densidad en algunos casos, y la interpretación lograda con la aplicación de estas curvas y las correlaciones desarrolladas en los pozos actuales con perfiles de NMR (Fig. 7). Las curvas de permeabilidad pueden calibrarse si se dispone de información obtenida de ensayos de presión y/o análisis de coronas. Lo mismo puede hacerse con las curvas de propiedades mecánicas de las rocas. Posteriormente, como se describirá mas adelante, los bombeos de diagnóstico previos a la fractura proporcionan información de invalorable calidad para calibrar los modelos desarrollados. La Fig. 7 es un claro ejemplo del denominado perfil de Parámetros de Fractura. Todas las variables necesarias para el diseño y predicción de producción están representadas en forma de curvas continuas, las cuales se exportan en formato .las al simulador de fractura y/o pronóstico de producción.

Pronósticos de Producción

Con la información generada en las etapas anteriores, pueden hacerse los pronósticos de producción para distintos escenarios de fracturas. Luego de su análisis, se determina el mejor tratamiento recomendado.

A raíz de la estratificación vertical existente en la formación Sierras Blancas, es muy importante alcanzar una altura de fractura tal que efectúe una comunicación vertical completa, mas que obtener grandes longitudes efectivas de fractura. En los pronósticos de producción se consideró el incremento de altura neta efectiva debido a la conexión lograda entre la fractura y el pozo a través de los punzados.

Históricamente, las fracturas en este yacimiento siempre han sido diseñadas buscando este objetivo, aunque no hay mucha experiencia en cuanto a mediciones de los resultados obtenidos, en lo que se refiere a altura de fractura. En los pozos de borde de cuenca, la cercanía del contacto de agua suma una dificultad adicional a ser tenida muy en cuenta en los diseños.

Las simulaciones de producción indicaron para este yacimiento, una longitud efectiva de fractura de 30 a 50 m y alta conductividad como objetivo a alcanzar.

Diseños de Fractura

La Fig. 8 muestra un ejemplo de diseño de fractura usando el simulador 3D y la información del Perfil de Parámetros de Fractura.

El procesamiento de los esfuerzos de la manera descripta fue un adelanto importante para predecir mejor la extensión vertical de las fracturas. Con el fin de calibrar el modelo, se efectuaron mediciones de altura de fractura a través de perfiles de temperatura corridos luego de los bombeos de diagnóstico. De acuerdo al resultado medido, se efectuaron las correcciones necesarias para que el modelo se ajuste a la realidad.

Bombeos de Diagnóstico

Una de las herramientas más utilizadas para la calibración del perfil de esfuerzos y permeabilidades son los bombeos de diagnóstico previos a la fractura. La presión de cierre de fractura es una

medición directa del esfuerzo principal mínimo de la formación. La medición de este parámetro no siempre es una tarea simple, ya que el mecanismo de pérdida de fluido de la fractura puede alterar la curva de declinación enmascarando la verdadera presión de cierre. El mejor método de interpretación que hemos considerado es el que utiliza la llamada curva de “superposición de la derivada”, donde se grafica P vs. GdP/dG . Además de definir con mejor precisión el tiempo de cierre, se tiene una idea cierta del mecanismo de pérdida de fluido: normal, recesión de altura, dependiente de la presión o extensión de longitud.

Una verificación adicional de la permeabilidad de la formación se efectúa con el match de la declinación de la presión luego del bombeo y/o mediante la técnica de Mayerhofer. Esta última ha sido aplicada en varias oportunidades en la cuenca Neuquina, obteniéndose excelentes resultados en formaciones gasíferas de baja permeabilidad.

Ejemplos de aplicación

En la Tabla 1 se detallan los pozos estudiados hasta mediados del 2002, a partir de los cuales se efectuó la selección de candidatos para fracturar. En la tabla se detallan los pozos con disponibilidad de información mas completa, utilizados para calibrar las correlaciones desarrolladas. Los dos pozos fracturados se describen a continuación.

Caso N° 1

El pozo LLL-345 fue perforado recientemente ubicado cerca del borde de cuenca, en la zona caracterizada por bajo GOR en la producción, es decir, con alto porcentaje de condensado. Dicho pozo fue fracturado durante su completación, con una fractura relativamente pequeña, dado que el contacto agua-gas está demasiado cerca de la zona donde se consideró se extendería la fractura verticalmente. El resultado obtenido, en cuanto a producción no fue el esperado, de acuerdo a la respuesta normal de pozos en el área.

Para planificar una re-fractura de mayores dimensiones, se aplicó en el diseño la metodología descrita anteriormente. En la Fig. 9 se muestra el Perfil de Parámetros de Fractura generado para este pozo, donde se verifica la cercanía del contacto agua-gas dentro de la misma arena, sin barreras mecánicas efectivas para prevenir la extensión vertical de la fractura. La Fig. 10 grafica otra de las herramientas utilizadas en el proceso, en la cual se caracteriza las variaciones de permeabilidad que pueden existir dentro de la misma capa. En caso de existir grandes variaciones, como se comprobó en algunos pozos del yacimiento, corresponden grandes variaciones en la presión poral, por depletación diferencial. Este fenómeno produce variaciones en los esfuerzos que dirigen el crecimiento de la fractura hacia las zonas más depletadas y de mayor permeabilidad, lo cual generalmente es el efecto contrario al buscado en las reparaciones de pozos viejos. En el caso del LLL-345, no se verificaron grandes diferencias en la permeabilidad de las capas.

En la Fig. 11 se muestra el pronóstico de producción estimado para el pozo LLL-345, con la fractura diseñada para no extenderse por debajo de 3080 m. Se esperaba una producción promedio de 250.000 m³/d para el primer año, de acuerdo con la presión dinámica estimada para la simulación.

Antes del tratamiento se efectuaron varios bombeos de diagnóstico, con gel lineal y luego con gel reticulado, midiendo altura de fractura por temperatura luego de cada bombeo, para verificar la extensión vertical. Con los valores medidos de presión de cierre y pérdida de fluido, se calibró la curva de esfuerzos y permeabilidades para ajustar el simulador de fractura, de manera que el cálculo de altura de la misma corresponda con las mediciones efectuadas. La Fig. 12 detalla la medición de altura de fractura por temperatura, indicando una extensión vertical hacia abajo hasta 3055 m aproximadamente. Una vez efectuada la fractura se hizo el match de presiones para ajustar el modelo a la realidad y verificar la predicción de altura de fractura. Las Fig. 13 y 14 muestran la geometría de fractura calculada con el simulador, con gran coincidencia con lo medido con el perfil de temperatura. La utilización del perfil de esfuerzos calculado con el método descrito, y que tuvo en cuenta los contrastes importantes de los mismos, generó un modelo de fractura contenido en altura, tal como se midió en el perfilaje. Al verificarse que no estaba comprometido el éxito de la

estimulación por la cercanía del contacto de agua, se pudo diseñar una fractura mucho mas agresiva.

En la Tabla 2 se detalla el programa de fractura realmente bombeado, y en la Fig. 15 se muestra el gráfico de la operación, donde se aprecia el buen empaquetamiento final conseguido debido a la mayor cantidad de agente de sostén bombeado con respecto a la primer fractura.

En la Fig. 16 se puede ver el pronóstico de producción ajustado con las presiones reales dinámicas comparado con los controles de producción efectuados hasta la fecha.

Con la metodología aplicada en el diseño de la re-fractura, se consiguió una estimulación de un tamaño tal que permitió una producción rentable para el pozo y de acuerdo con las predicciones realizadas.

Caso N° 2

El caso del pozo LLL-250, trata de una intervención para estimular un pozo viejo que no había sido fracturado durante su terminación. Este pozo tiene una extensa historia de producción, lo cual fue utilizado para modelar ciertos parámetros, tales como área de drenaje, permeabilidad y espesor productivo. Como se observa en el perfil interpretado, Fig. 17, existen tres zonas perforadas en un intervalo de 30 m que deben fracturarse simultáneamente. El match de producción se muestra en la Fig. 18, mientras que en la Fig. 19 se pueden ver las variaciones de permeabilidad entre las distintas capas. En este caso se verifican las diferencias mencionadas anteriormente, lo cual implica una dificultad adicional a la hora de hacer el diseño de fractura que asegure que toda la zona productiva sea fracturada. El pronóstico de producción del pozo fracturado se muestra en la Fig. 20.

También en este pozo se corrieron perfiles de temperatura para verificar la extensión vertical de la misma. En la Fig. 21 se verifica que la fractura se extendió a las tres zonas perforadas, llegando hasta 3005 m aproximadamente. Luego de hacer el match de presiones del minifrac efectuado (Fig. 22) la predicción de geometría de fractura hecha con el simulador FracPro PT indica una total concordancia con la medición (Fig. 23). En la Tabla 3 se presenta el programa de fractura realmente bombeado y el gráfico correspondiente en la Fig. 24. También en este caso se verifica un empaquetamiento final bastante pronunciado, típico en este yacimiento debido a la alta pérdida de fluido producto de una permeabilidad relativamente alta para una formación gasífera, y la depletación de presión observada en las zonas mas drenadas.

La Fig. 25 muestra el pronóstico de producción efectuado ajustado con las presiones dinámicas reales, de acuerdo con los controles hechos luego de la fractura. Se puede observar la concordancia entre el cálculo teórico y los datos reales.

Conclusiones

Luego de varios pozos fracturados utilizando esta metodología se pueden derivar algunas conclusiones:

- El éxito de una estimulación en Sierras Blancas está muy asociado con la planificación previa, el buen conocimiento de las propiedades del reservorio y la coordinación de las partes involucradas.
- El método utilizado está obteniendo resultados muy satisfactorios en cuanto a correlaciones encontradas de las propiedades petrofísicas, geometría de fractura calculada y las predicciones de producción.
- El método puede funcionar con distintos niveles de calidad de información una vez calibradas las correlaciones.
- En este yacimiento la altura de fractura juega un rol muy importante al momento de evaluar la factibilidad técnica de su ejecución.
- Para poder ejecutar una fractura adecuada en los pozos de borde de yacimiento, se debería programar la entubación y completación del mismo acorde al diseño de la fractura.
- El método requiere compromiso y participación de los departamentos de reservorios, operaciones y compañía de servicio.
- Tareas pendientes:

- Correlaciones con perfiles de NMR en mayor cantidad de pozos.
- Calibración de geometría de fractura con métodos más avanzados y precisos (Tiltmeters?).
- Correlación de la producción post fractura con las predicciones en otros pozos ya fracturados.
- Diseño de la entubación y completación del pozo de acuerdo a los requerimientos de las estimulaciones.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la gerencia de la Unidad Económica LLL por la autorización y apoyo para presentar este trabajo.

Bibliografía

1. SPE 39895. Improved Selection of Candidates for Stimulation Treatment in the Wilcox Play in the South Texas/Mexico Border Area. P. Boonen, SPE, A.C. Byrd, SPE, G. Frisch, SPE, C. Kessler, SPE, Halliburton Energy Services. G. Kubelka, SPE, KCS Resources Inc., and Mark Nixon, SPE, Consultant
2. SPE 62544. New Petrophysical Process Improves Reservoir Optimization by Linking Stimulation Design, Reservoir Modeling, and Economic Evaluation. Calvin Kessler, Gary Frisch, Ron Hyden, and Neil Stegent, P.E., Halliburton Energy Services, Inc.
3. SPE 36424. Determination of Pressure Dependent Leakoff and Its Effect on Fracture Geometry. R. D. Barree, SPE, Marathon Oil Company and H. Mukherjee, SPE, Dowell Schlumberger
4. SPE 56600. Estimating Pore Pressure and Permeability in Massively Stacked Lenticular Reservoirs Using Diagnostic Fracture-Injection Tests. David P. Craig, Halliburton Energy Services, Inc. and Ted D. Brown, Barrett Resources Corporation
5. SPE 60291. Adapting High Permeability Leakoff Analysis to Low Permeability Sands for Estimating Reservoir Engineering Parameters. David P. Craig and Michael J. Eberhard, Halliburton Energy Services, Inc. Robert D. Barree, Marathon Oil Company
6. SPE 71648. Real-time Fracture Mapping from the “Live” Treatment Well. C.A. Wright, E.J. Davis, J.F. Ward, L.G. Griffin, and M.K. Fisher, Pinnacle Technologies; L.V. Lehman, D.D. Fulton, J. Podowski, and W.V. Grieser, Halliburton Energy Services; J.F. Special, New Dominion LLC
7. SPE 77904. Calibrating Fracture Models with Direct Diagnostics: A Necessary but Humbling Experience. Lyle V. Lehman, Halliburton, Leen Weijers, Michael Mayerhofer, Chris Wright, Kevin Fisher, Eric Davis, Pinnacle Technologies, and Dwight Fulton, Halliburton

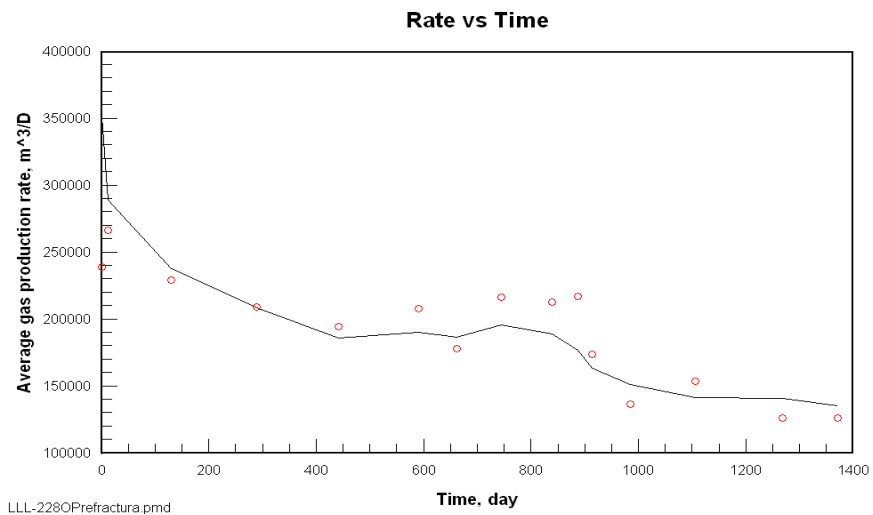


Fig 1 - Match de producción. Excelente correlación entre la curva teórica v los datos reales

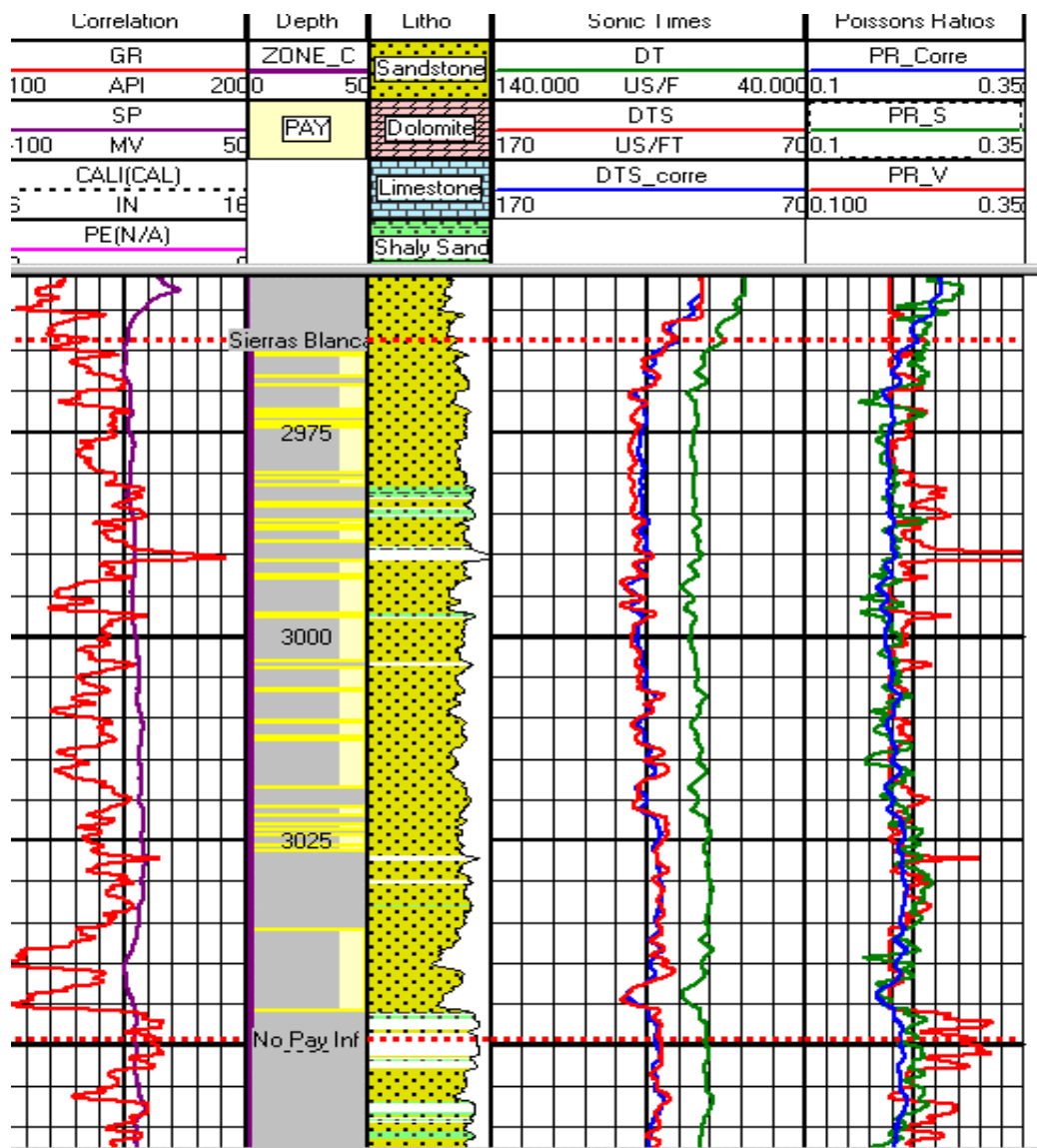


Fig. 2 - Correlaciones a partir del registro Sónico Dipolar. DT y DTS son las curvas originales. DTS_corre es la curva derivada a partir de la onda compresional. PR_Corre es la curva de Poisson calculada a partir de DTS_corre. PR_V es la curva de Poisson derivada a partir de Vshale, para pozos sin perfil sónico.

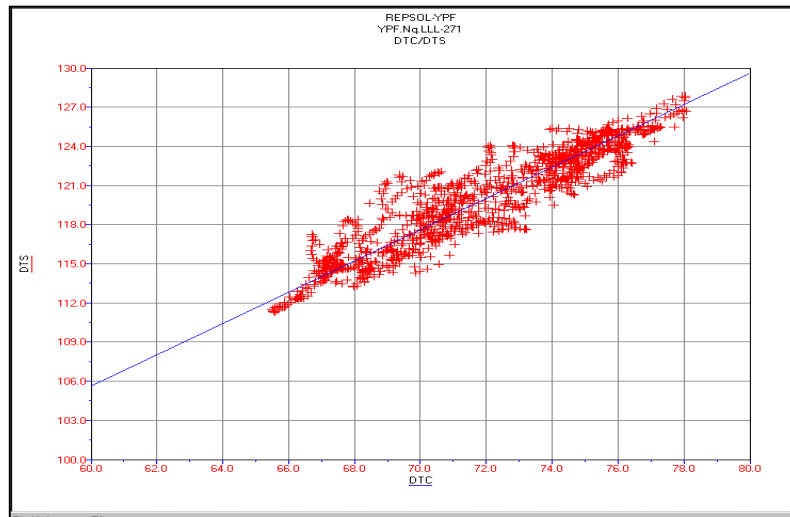


Fig. 3 - Crossplot para generar una ecuación de correlación entre DTC y DTS

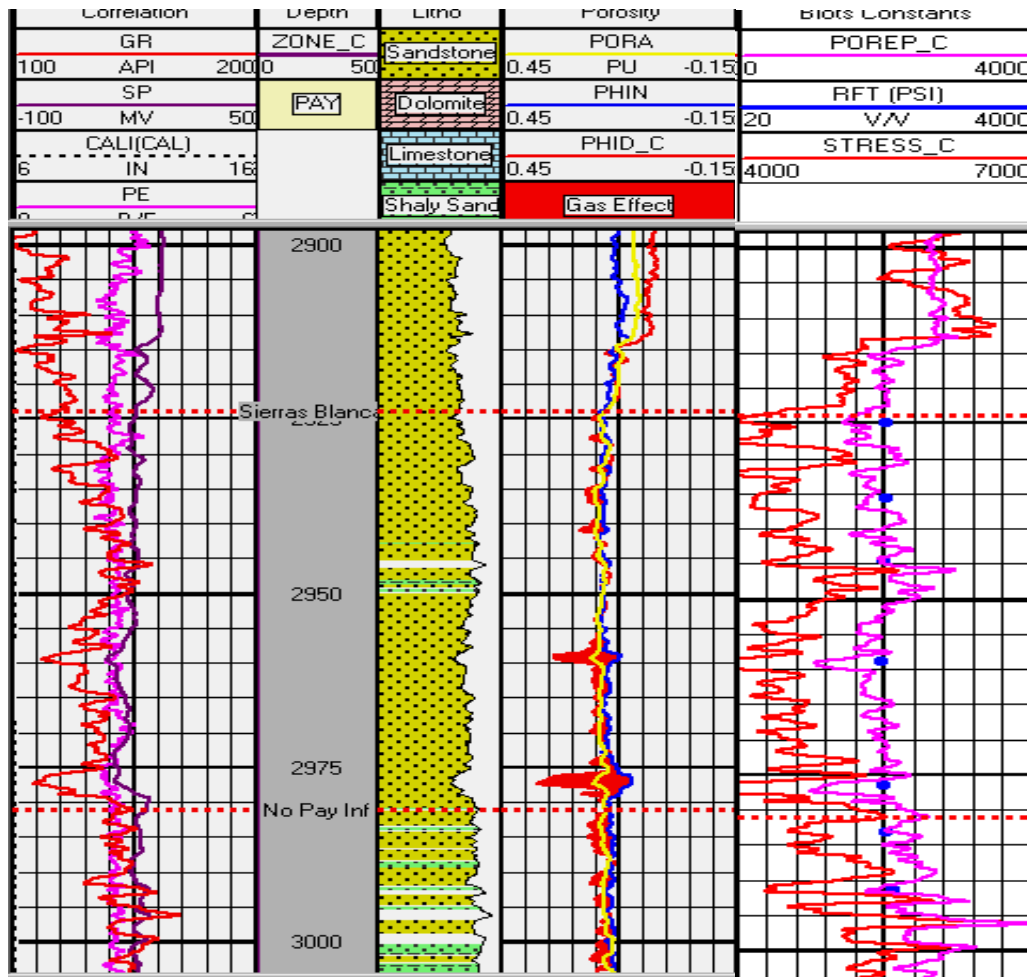


Fig. 4 - Curva de presión poral, calibrada con datos medidos con RFT

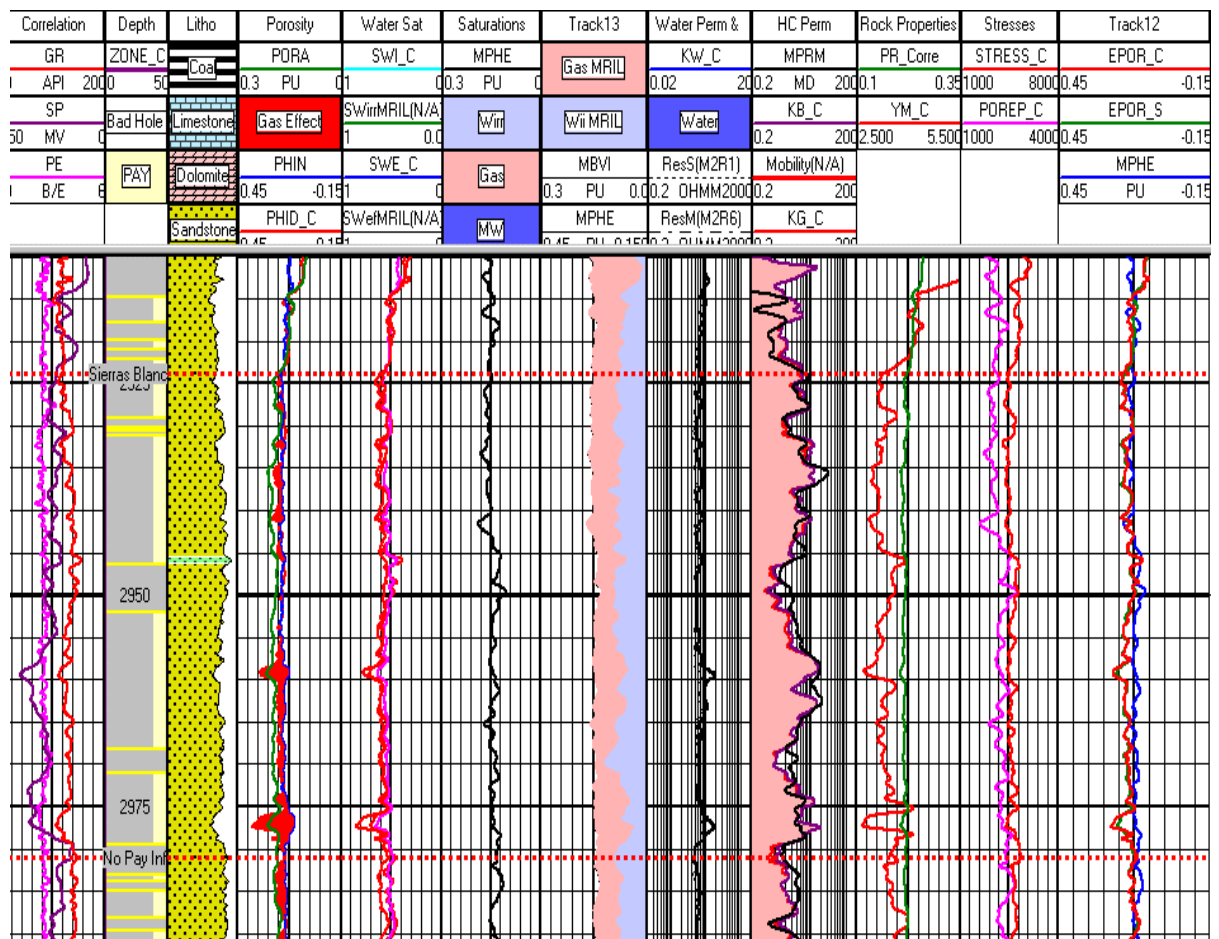


Fig. 5 - En el track HC Perm se observa la comparación entre permeabilidad calculada a partir de la porosidad efectiva calculada (KG_C) y la permeabilidad de Resonancia Magnética (MPERM). En el Track 12 se observa el match entre porosidad efectiva de resonancia magnética (MPHE), Porosidad Efectiva calculada del sónico (EPOR_S) y porosidad efectiva calculada a partir de Neutrón/Densidad (EPOR_C).

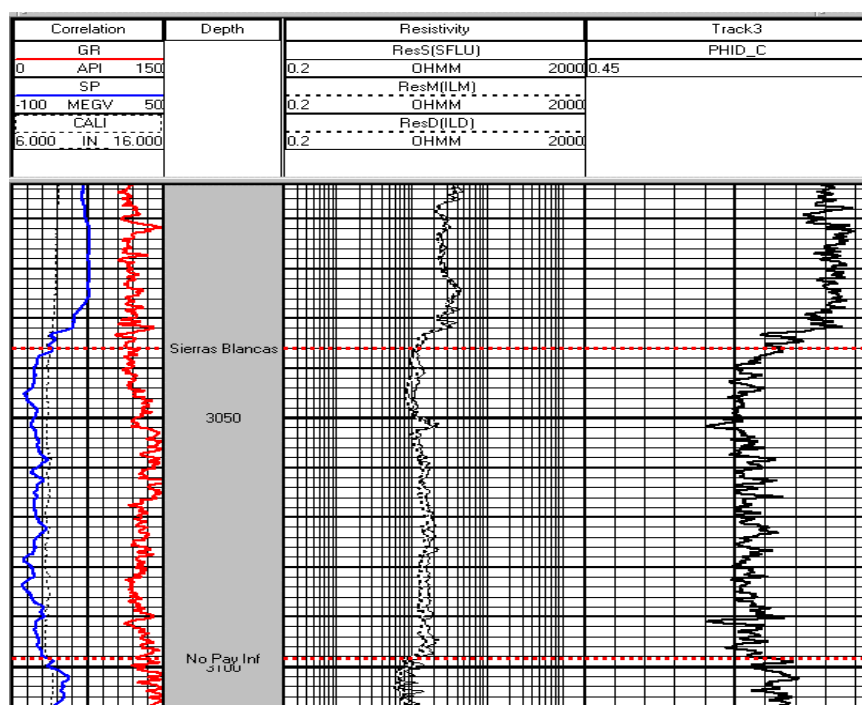


Fig. 6 - Registros disponibles en pozos mas antiguos

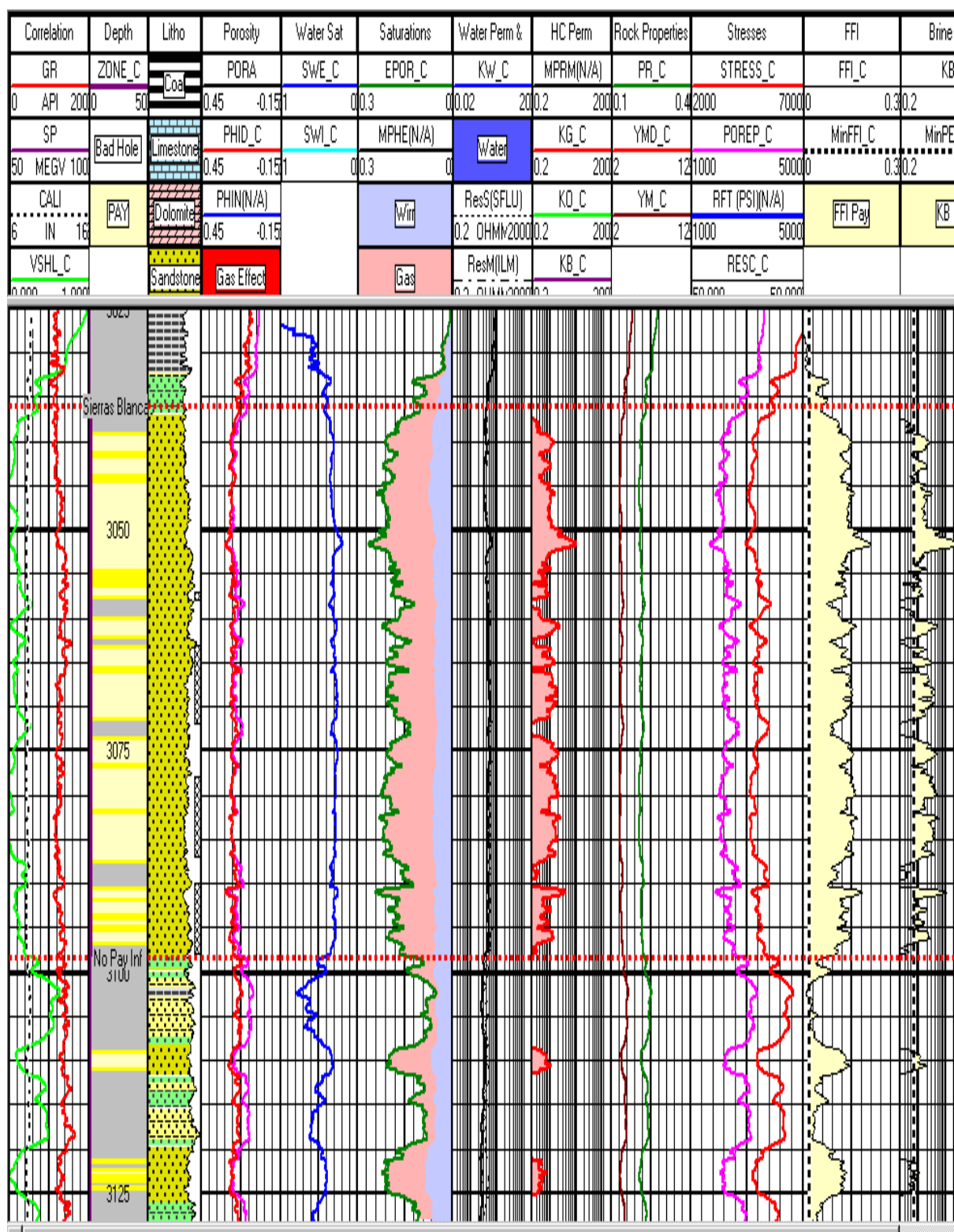


Fig. 7 - Perfil de Parámetros de Fractura interpretado a partir de los registros disponibles y el uso de correlaciones desarrolladas en los pozos con mayor información

Geometría de Fractura Fractura LLL-250

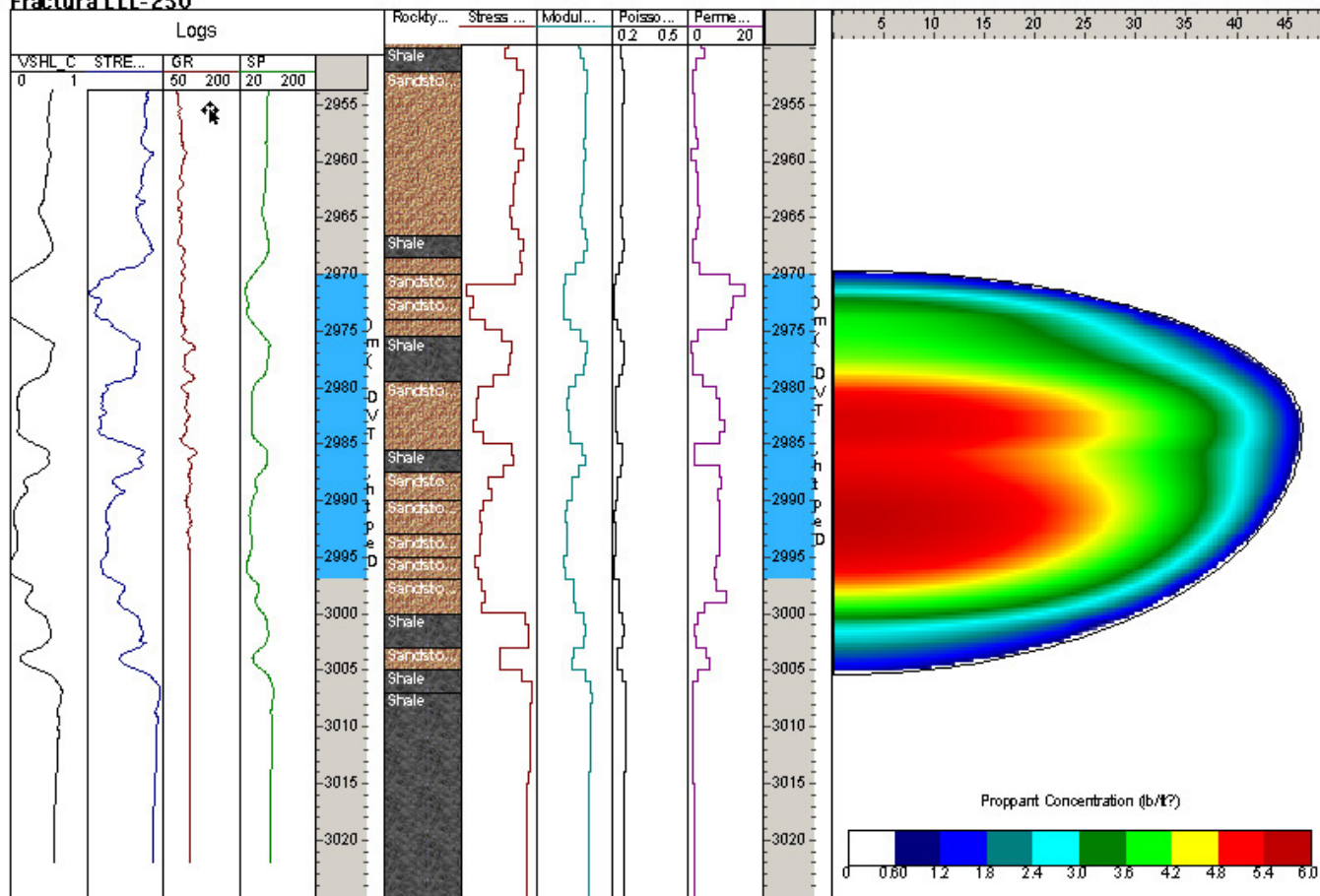


Fig. 8 - Diseño de fractura usando el Perfil de Parámetros de Fractura

	LLL-106	LLL-107	LLL-108	LLL-109	LLL-148	LLL-164	LLL-167	LLL-172	LLL-173	LLL-178	LLL-183	LLL-197	LLL-209	LLL-221	LLL-228	LLL-238	LLL-243	LLL-250	LLL-263	LLL-264	LLL-271	LLL-6	LLL-60	LLL-61	LLL-247	LLL-286	LLL-345
Análisis de Presión	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Análisis de Perfiles	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Match de Producción	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Análisis de Fracturas Previas	X	X	X												X												X
Pronóstico de Producción			X		X	X	X	X		X			X	X	X			X				X		X			X
Diseño de Fractura						X				X			X					X							X	X	X
Perfil de Temperatura																		X									X
Candidato					X	X	X						X					X							X	X	X

■ Pozos fracturados a partir de la nueva metodología.
■ Pozos con Sónico Dipolar usados para desarrollar correlaciones

Tabla 1 - Pozos analizados y seleccionados

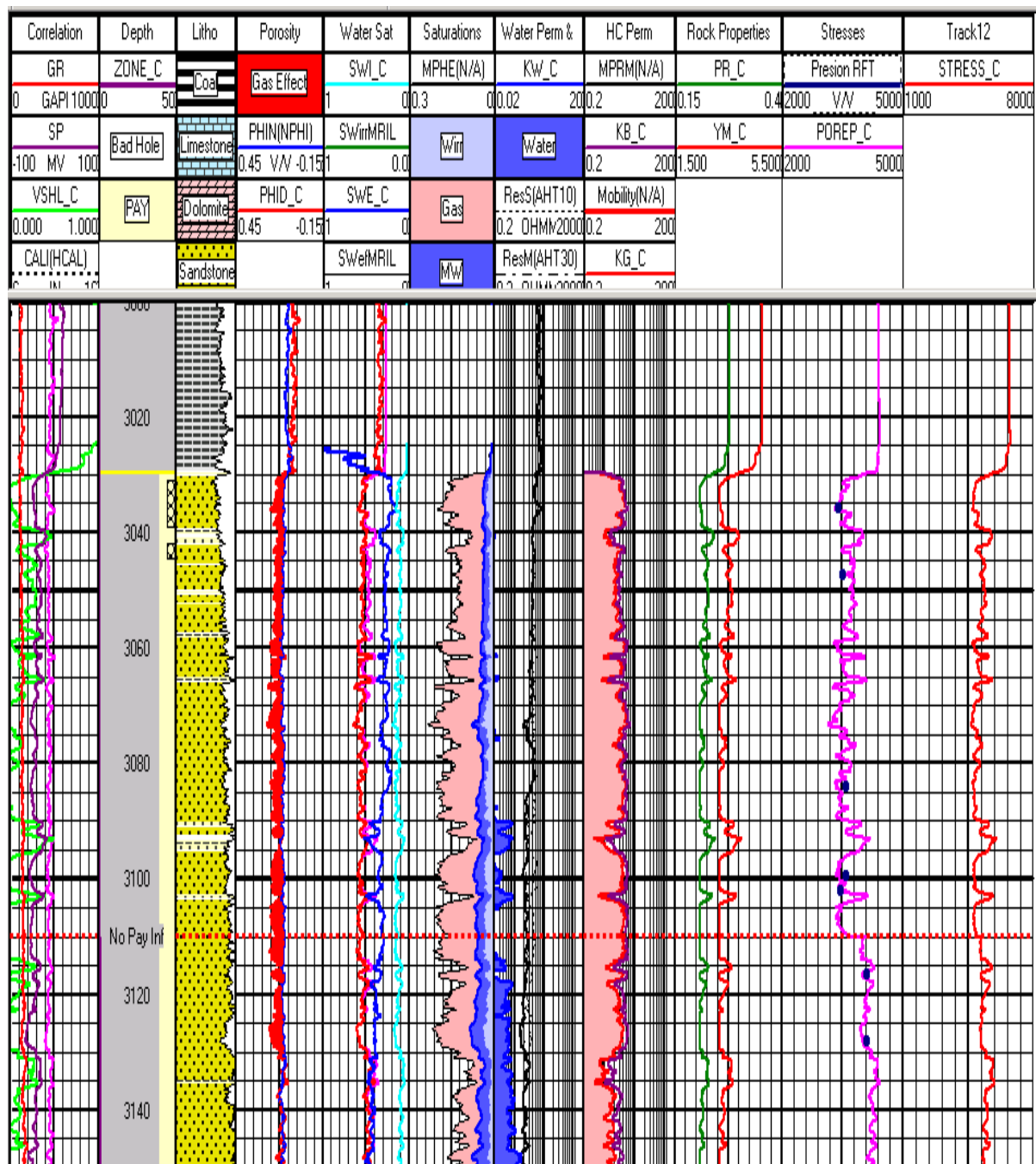


Fig. 9 - Perfil de Parámetros de Fractura. Caso 1

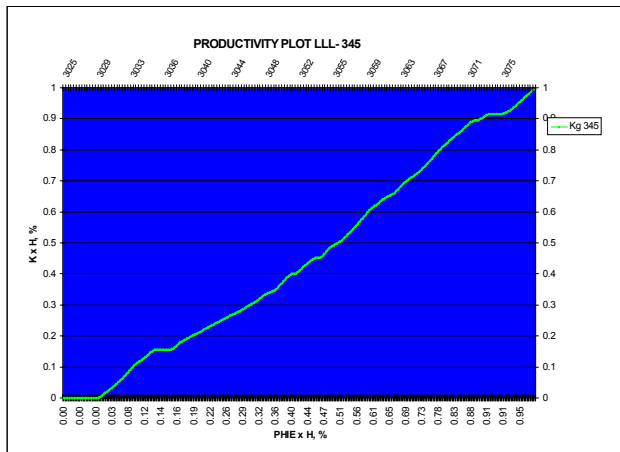


Fig. 10 – Caracterización de la zona productora del pozo LLL-345. Marca las zonas de mayor permeabilidad dentro del intervalo productivo

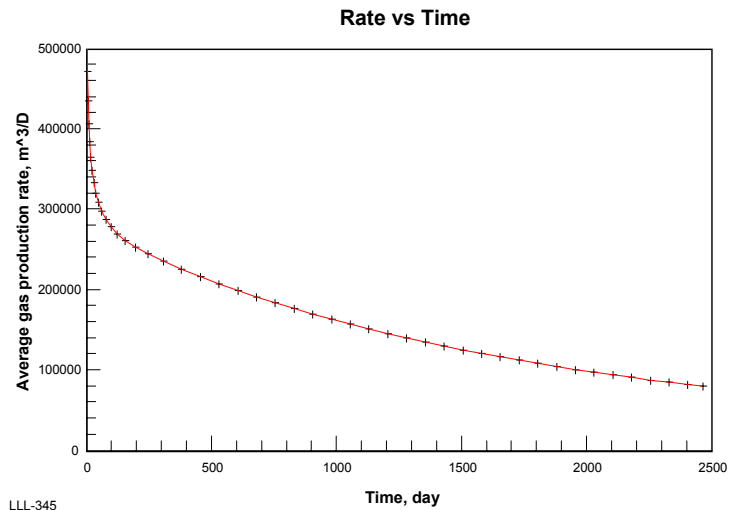


Fig. 11 – Pronóstico de producción del pozo fracturado.

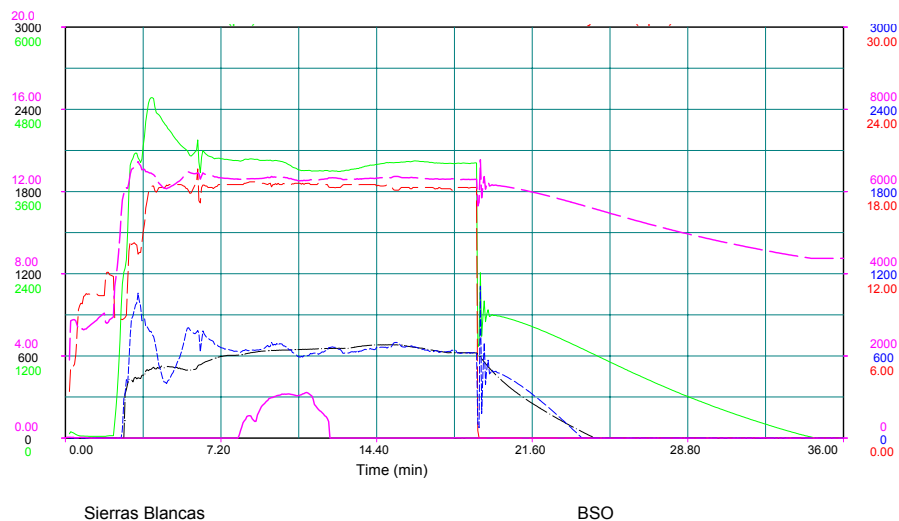
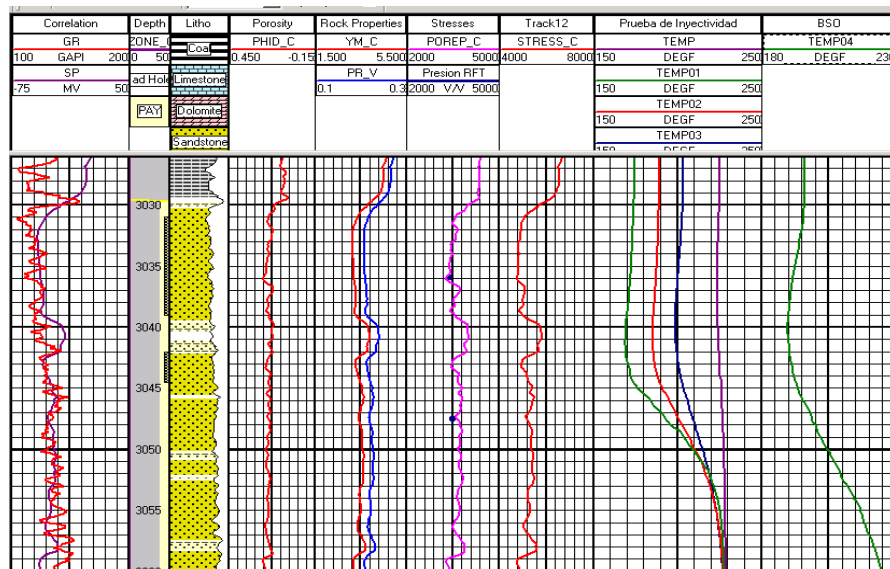


Fig. 13 – Match de presiones.

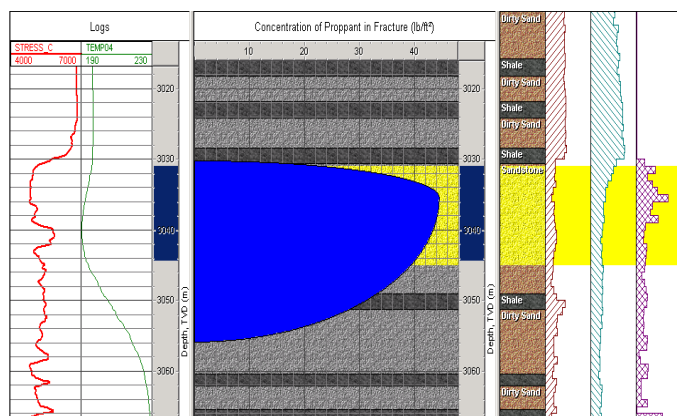
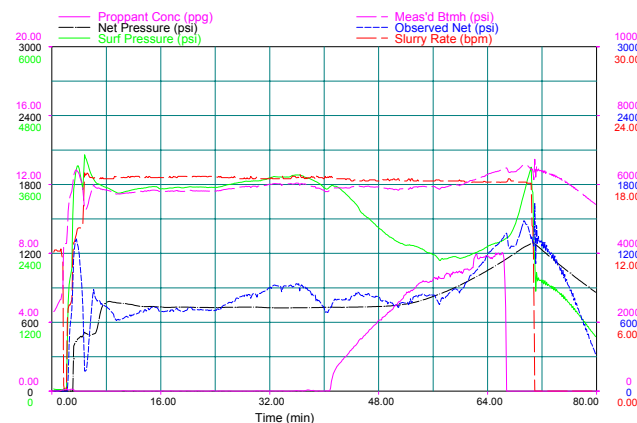


Fig. 14 – Geometría de fractura según el simulador luego de ajustado.



Sierras Blancas

Fig. 15 – Fractura realizada, caso 1.

ETAPA	FLUIDO	VOLUMEN gal	A. DE SOSTÉN	CAUDAL BPM
Colchón	PHOENIX	30000		18
1 – 6 lb/gal	PHOENIX	9000	Sinterlite 20/40	18
6 – 7 lb/gal	PHOENIX	5000	Sinterlite 20/40	18
7 – 8 lb/gal	PHOENIX	3000	Sinterlite 20/40	18
Desplazam.	Gel lineal	3200		18

Tabla 2 - Programa de fractura, caso 1.

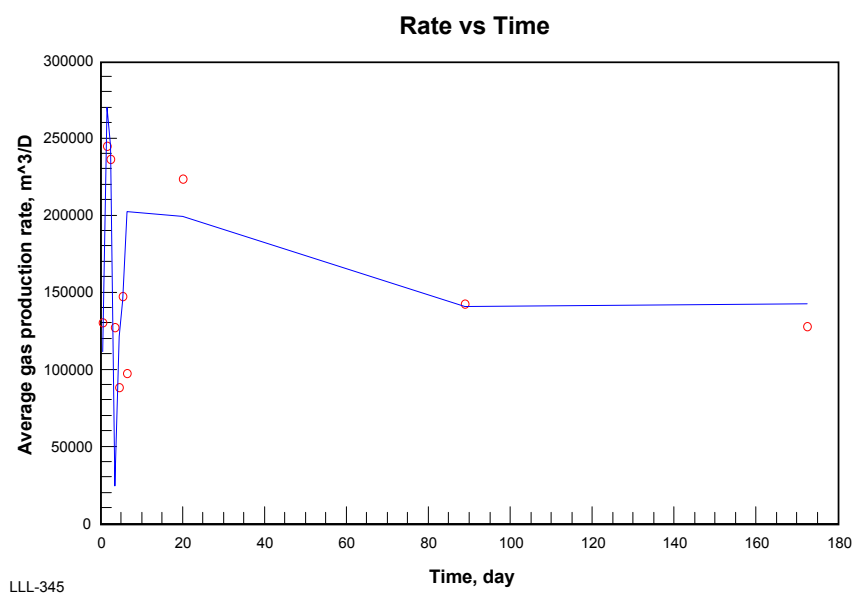


Fig. 16 – Pronóstico de producción ajustado con las presiones dinámicas reales pos-fractura.

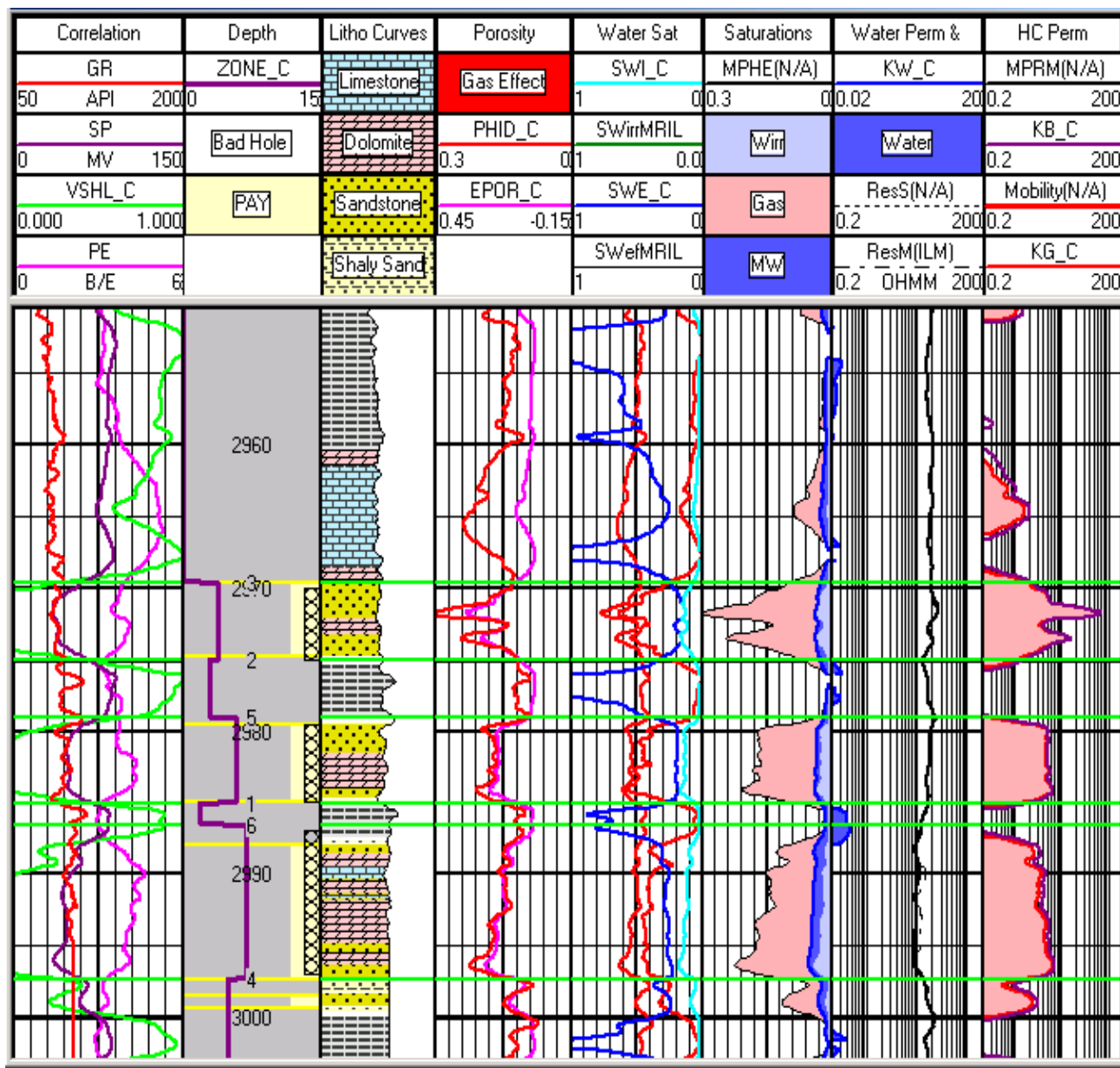


Fig. 17 – Perfil de Parámetros de Fractura del pozo LLL-250

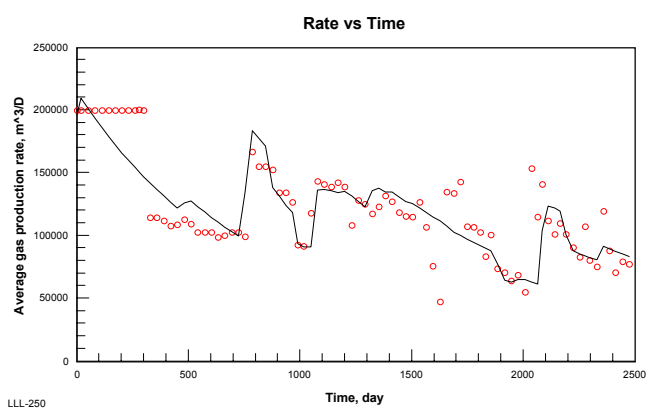


Fig. 18 – Match de producción para ajustar parámetros.

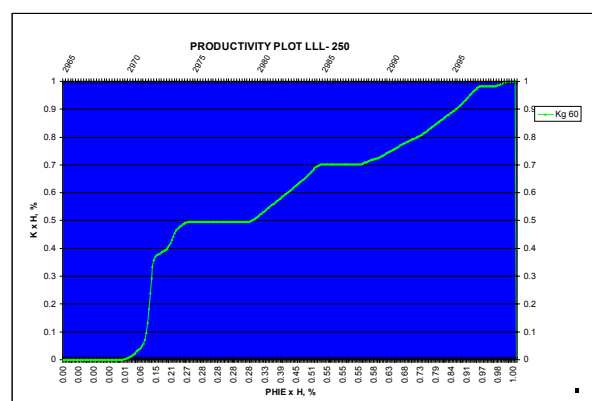


Fig. 19 – Caracterización de zonas productoras.

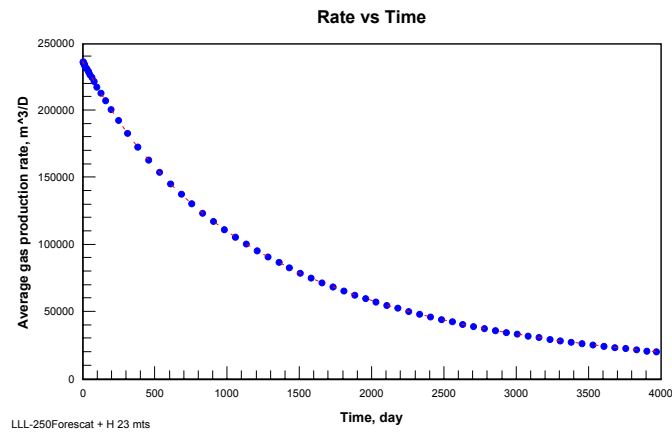


Fig. 20 – Pronóstico de producción luego de fracturado.

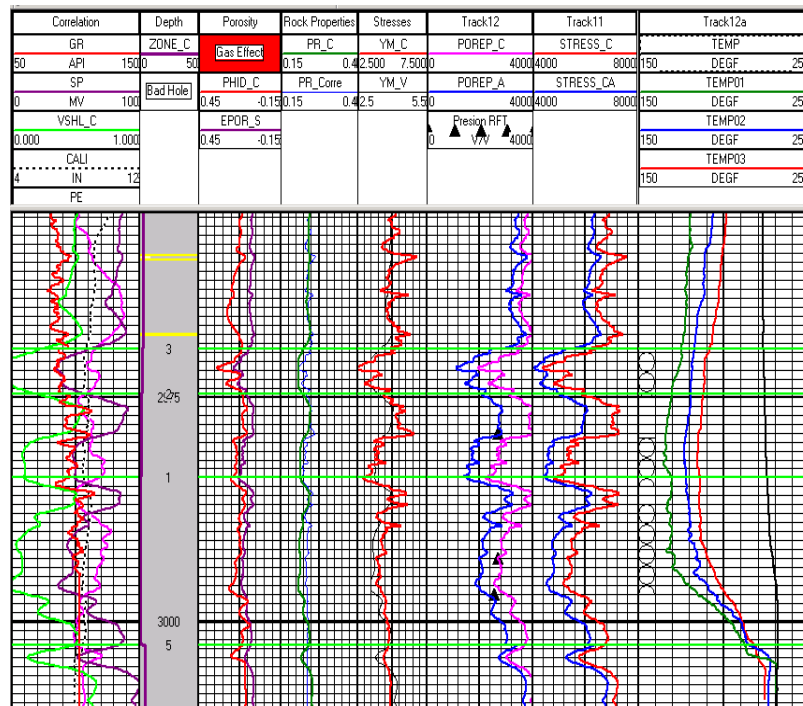


Fig. 21 – Perfil de temperatura para medir extensión vertical.

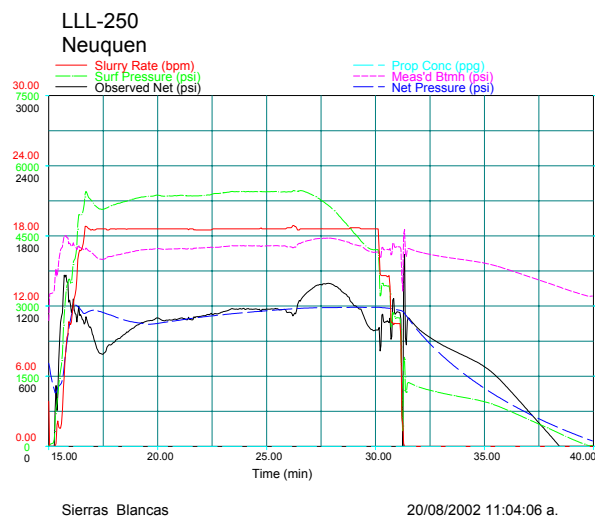


Fig. 22 – Match de presiones.

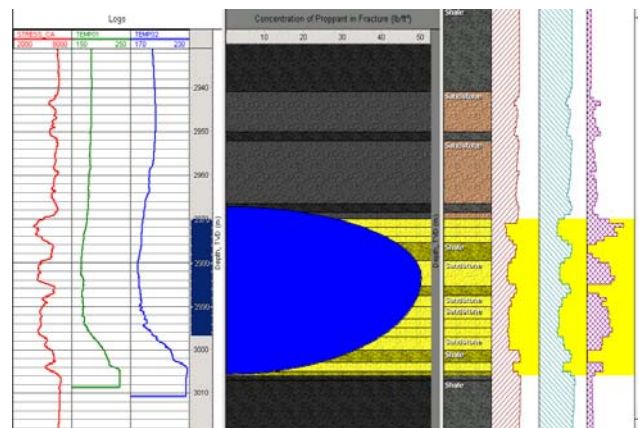


Fig. 23 – Geometría de fractura según el simulador luego de ajustado.

ETAPA	FLUIDO	VOLUMEN gal	A. DE SOSTÉN	CAUDAL BPM
Colchón	HYBOR	8000		17
Slug 2#/gal	HYBOR	2000	Sand 20/40	17
Colchón	HYBOR	25000		17
1 – 6 lb/gal	HYBOR	120000	Sinterlite 20/40	17
6 – 7 lb/gal	HYBOR	8000	Sinterlite 20/40	17
7 lb/gal	HYBOR	3000	Sinterlite 20/40	17
Desplazam.	Gel lineal	3200		17

Tabla 3 - Programa de fractura, caso 2

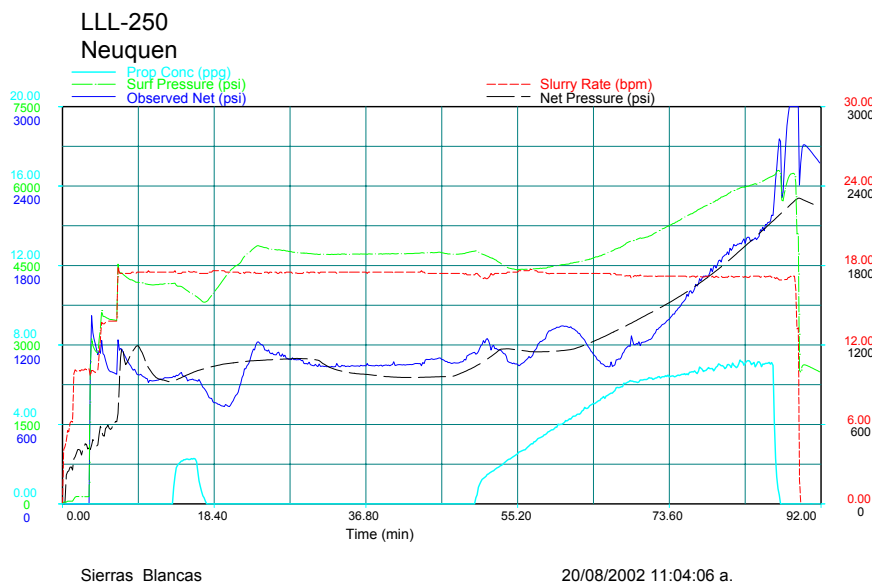


Fig. 24 – Fractura realizada, caso 2.

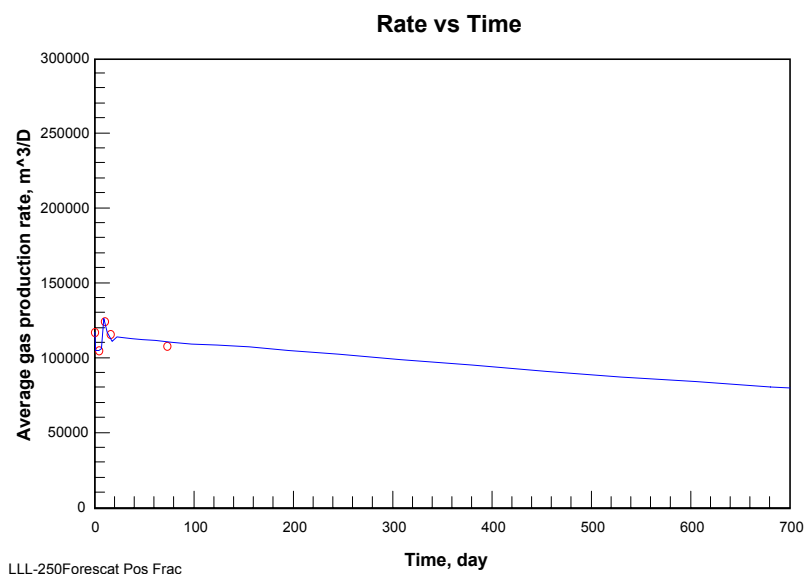


Fig. 25 – Pronóstico de producción ajustado con las presiones dinámicas reales.