

Estrategias Tecnológicas Aplicadas a la Terminación de Pozos en Yacimientos Turbidíticos/Laminados de Baja Permeabilidad Natural en México

Ing. Javier Ballinas Navarro – Weatherford de México
javier.ballinas@la.weatherford.com

Sinopsis

Para la terminación de pozos en dos grandes cuencas sedimentarias en México como lo son la Cuenca de Burgos y el Paleocanal de Chicontepec, ha sido necesario enfocar la atención en cuanto a aplicación de tecnologías de última generación al diseño de fracturamientos hidráulicos apuntalados debido a la baja permeabilidad en los yacimientos de gas y aceite.

Estas tecnologías aplicadas aisladamente ó en conjunto, han definido estrategias de explotación para estos campos. Este trabajo técnico describe estas versátiles tecnologías aplicadas a yacimientos turbidíticos laminados en areniscas compactas, de alta complejidad geológica, analizando los resultados obtenidos.

Introducción

En México existentes dos grandes complejos sedimentarios: La Cuenca de Burgos situada en la frontera con Texas, USA y el Paleocanal de Chicontepec localizado al centro-oriente del país. Los yacimientos contenidos en ambas Cuencas presentan alta dificultad en sus fases de terminación y explotación, primordialmente por a su baja permeabilidad natural (menor a 1 md). Los yacimientos son además de carácter laminado y turbidíticos con alternancias arenas/lutitas.¹

Luego entonces, las formaciones en Chicontepec son geológicamente complejas y consecuentemente en su etapa de terminación los pozos necesitan ser tratados con tecnologías de última generación aplicadas con estrategias enfocadas a obtener una producción rentable comercialmente, pues su tasa de declinación es alta y presentan una compleja problemática (Fig.1 y 2):

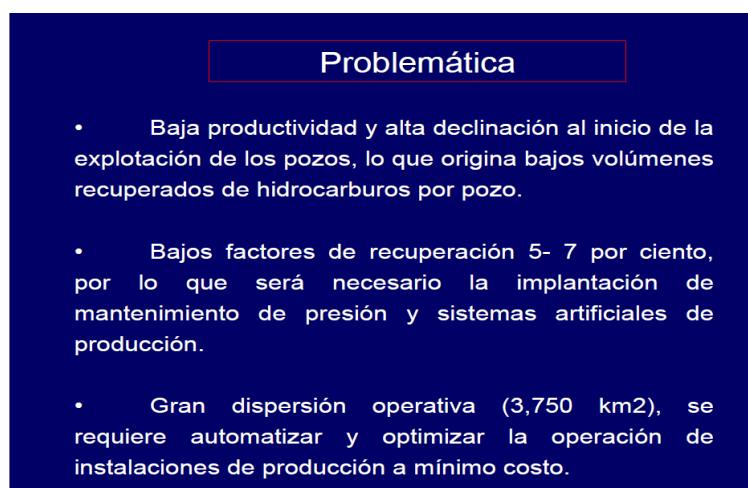


Fig. 1 – Alta Tasa de Declinación

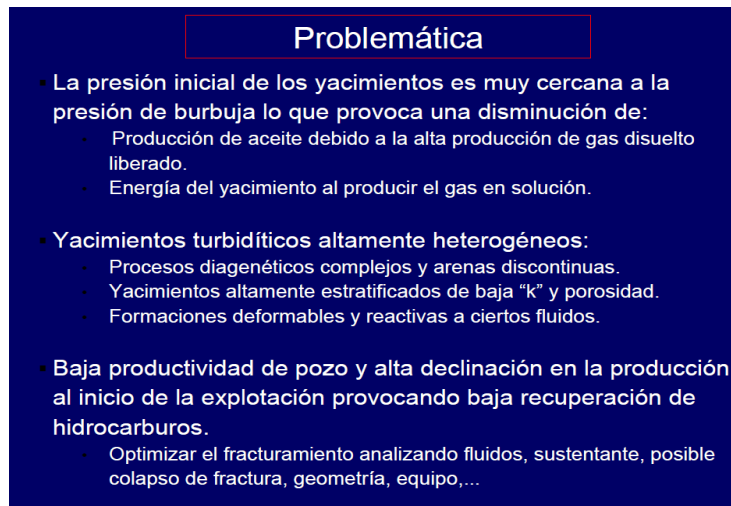


Fig. 2 – Problemática presente en la Explotación de los Campos

Este trabajo técnico revisa este conjunto de tecnologías (algunas aplicadas aisladamente, otras en interacción) destacando aplicaciones en tecnología de disparos, microsísmica, control de arena así como la opción híbrida en fracturamientos hidráulicos apuntalados.

Se aprovecha al máximo la opción de calibración de parámetros geomecánicos y petrofísicos, así como de esfuerzos de formación durante el cotejo de datos obtenidos con operaciones periféricas auxiliares como minifrac, pruebas de inyección y operaciones mini fall-off.²

El fracturamiento apuntalado, entonces, está incorporado al programa de terminación en estos pozos, que usualmente no fluyen comercialmente por sí mismos después del evento de disparo. Otras tecnologías aplicadas han sido el uso de apuntalantes enresinados, resinas líquidas, trazadores radioactivos, pozos multilaterales, análisis avanzados de presión transiente, fracturas selectivas, energizadas y espumadas con N₂ y CO₂, así como fracturas con geles y aceites estabilizado y gelificado.

Problemática en yacimientos turbiditos laminados

Es altamente complejo terminar pozos en yacimientos turbidíticos laminados. El problema se acentúa si son areniscas compactas en alternancia con lutitas. Todo empieza con la selección de las mejores zonas por ser disparadas, proceso complicado si además las arenas son de carácter lenticular, pues es sumamente importante que la orientación del fracturamiento apuntalado esté perfectamente confinado en el cuerpo de interés. La Fig.3 ilustra los factores críticos a considerar en este tipo de yacimientos, así como su problemática. La Fig.4 muestra un afloramiento de este tipo de formaciones.

Factores críticos

- Heterogeneidad y baja permeabilidad del yacimiento
- Caracterización inicial en paralelo con el desarrollo
- Definición del sistema artificial de producción apropiado
- Modelado del sistema yacimiento pozo e instalación
- Implementación del modelo de desarrollo sostenible
- Implementar de manera oportuna los procesos de recuperación secundaria y mejorada
- Definir el proceso de evaluación y selección de intervalos a fracturar
- Logística de materiales y equipos para la terminación de pozos
- Construcción de infraestructura de producción de manera oportuna
- Estrategia de bajo costo para incrementar la rentabilidad
- Contar con tecnología que solucione los problemas críticos de manera oportuna
- Acelerar la estrategia de intervenciones a pozos estratégicos para generar localizaciones de pozos de desarrollo

Fig. 3 – Factores Críticos en Yacimientos Laminados



Fig. 4 Afloramiento de alternancias Arenas/Lutitas

Tecnologías multidisciplinarias aplicadas

El común denominador entre las cuencas sedimentarias mencionadas son las características litológicas de las formaciones turbidíticas laminadas con secuencias arenas arcillosas/lutitas claramente definidas y con características geomecánicas y petrofísicas específicas destacando el rango de permeabilidad original entre 0.07 y 0.5 md.

Microsísmica. Las tecnologías multidisciplinarias aplicadas han sido utilizadas en forma individual y otras interactuando entre ellas para encontrar el mejor diseño y una adecuada interpretación a los datos obtenidos para cada operación en particular. Resalta el gran apoyo que aporta la tecnología de microsísmica a la interpretación de propagación geométrica resultante de un programa de cómputo ó simulador (**Fig.5**).

Desde su introducción a principios de 2000, la microsísmica se ha convertido en una de las herramientas más usadas y poderosas para monitorear el comportamiento de yacimientos sujetos a una fractura apuntalada acondicionando arreglos no permanentes en el pozo observador ó bien como segunda opción, arreglos en el pozo por ser fracturado.

- | | | |
|------------------------|-----------------------|---------------------------------|
| — Pozo Observador | — Pozo de Tratamiento | ▼ Geófonos |
| ◆ String Shots | ◆ Disparos | |
| ● Después de Mini Frac | ● Fractura Principal | ● Después de Fractura Principal |

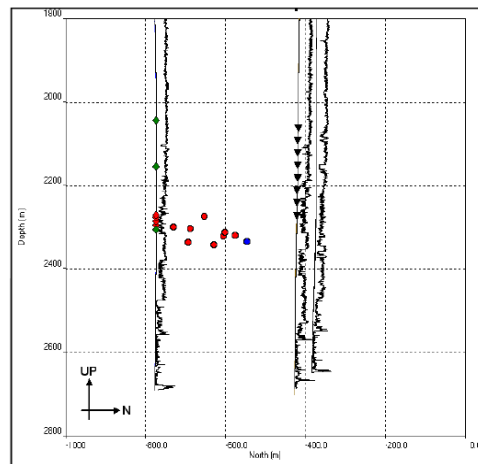


Fig. 5 – Aplicación de Microsísmica

Esta tecnología aplica para visualizar directamente la orientación y azimuth del crecimiento de una fractura hidráulica apuntalada pero es posible inducir la longitud hidráulica alcanzada. En el caso que se ejemplifica, fueron muy similares los resultados obtenidos de L_f (longitud hidráulica de fractura) del simulador geométrico de fractura con la microsísmica.

Disparos de Producción. A través de las décadas, se habían utilizado en estas cuencas sedimentarias ensambles de disparo y explosivos estándar para comunicar el pozo con los diferentes yacimientos. Pero en la última década, se han usado propelantes (**Fig.6**) cuya nube de gas generada a alta presión es aprovechada para ampliar en términos geométricos a los túneles de disparo inducidos por los explosivos segundos antes con el mismo ensamble de disparo.

Esta tecnología origina algunas pulgadas de conductividad (mini-fracturas) a condiciones yacimiento-dentro. Este efecto se aprovecha entonces para disminuir ó eliminar la tortuosidad y las pequeñas fracturas inducidas servirán de pivote para guiar la propagación geométrica del fracturamiento principal.

Estos propelantes pueden ser usados conjuntamente con ensambles de disparo y explosivos tradicionales ó bien en forma aislada incorporando al ensamble el propelante en forma sólida, el cual posteriormente se quemará en combustión induciendo una nube de gas a alta presión.

En pozos cuidadosamente seleccionados en areniscas, el propelante creará mini-fracturas que facilitarán el crecimiento geométrico del posterior fracturamiento hidráulico apuntalado mientras que en yacimientos carbonatados, el propelante y su efecto pueden ser inclusive el relevo de una estimulación ácida de limpia.³

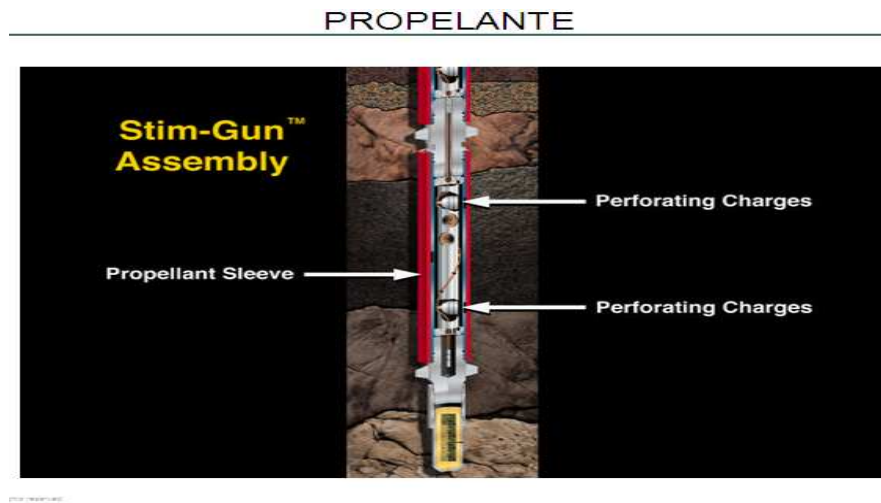


Fig.6 - Ensamble de Disparo / Estimulación

También se ha empleado en ocasiones la técnica de entrada limitada (ajustando las cargas disparadas por metro) y de manera más reciente, cargas explosivas reactivas, sensibilizando las fases de distribución de ellas. Estas novedosas cargas incluyen en el diseño de su liner una aleación metálica muy especializada que induce una reacción secundaria inmediatamente después de la creación de los túneles.⁴

La reacción es totalmente exotérmica la cual genera una contrapresión que limpia de impurezas a los túneles recién generados (**Fig.7**). Para el control adecuado de esta liberación de energía, sólo una parte del liner de la carga contiene el material reactivo, pero es suficiente para optimizar la distribución geométrica de los túneles.

Los resultados obtenidos con esta nueva tecnología, comparados con los registrados con cargas y ensambles de disparo convencionales han sido altamente eficientes y especialmente esta nueva tecnología origina túneles limpios, libres de residuos y disminuyendo también el efecto de zona colapsada.

Asimismo, los sistemas de disparo con liner reactivo al inducir túneles limpios facilitan la propagación geométrica del posterior fracturamiento hidráulico apuntado, favoreciendo consecuentemente a la manifestación del potencial productivo del yacimiento fracturado.

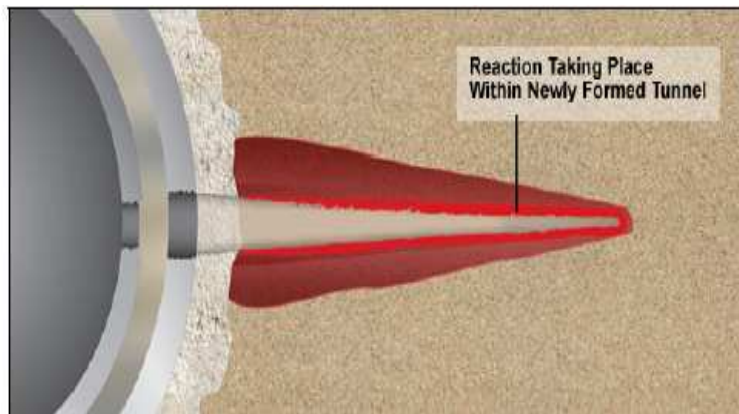


Fig.7 – Cargas con Liner Reactivo

Tecnología de fractura híbrida. En los últimos meses, se han realizado fracturamientos hidráulicos híbridos en yacimientos de las dos cuencas sedimentarias objeto de este trabajo técnico. La tecnología Híbrida se enfoca a la inducción de una mayor L_f , parámetro de vital importancia para el éxito productivo del yacimiento fracturado.⁵

El objetivo es inyectar al yacimiento al menos dos tipos de apuntalantes con sus respectivos fluidos usualmente a altos gastos de inyección y la interacción del asentamiento de las arenas y el mismo gasto alto a condiciones yacimiento-dentro originan una mayor L_f (Fig.8).

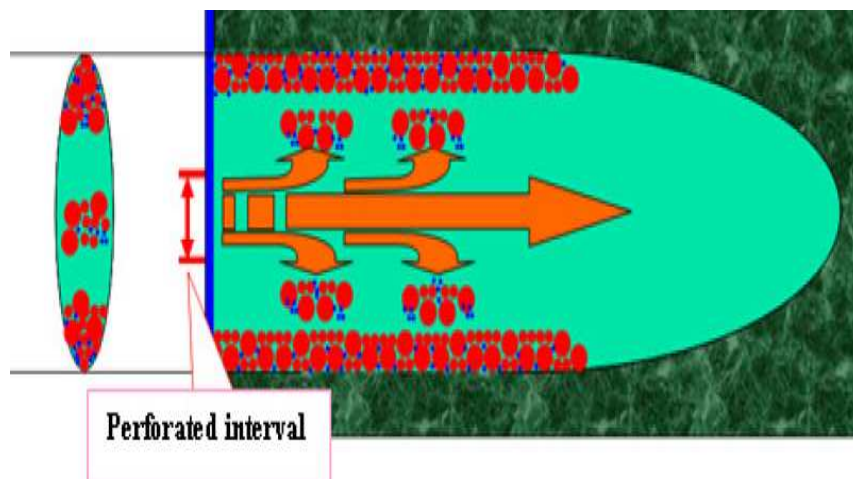


Fig.8 – Inducción de L_f con Interacción de arenas de diferentes mallas

Trazadores radiactivos. Para optimizar el resultado de los fracturamientos hidráulicos se usan frecuentemente trazadores radiactivos dentro del programa de inyección de fluidos fracturantes al pozo. Visualizando la colocación de apuntalantes en función de la altura de fractura (H_f) es posible entonces para el Ing. de Diseño calibrar futuras fracturas, especialmente en los temas de volúmenes, gastos de inyección y concentración de arena. La Fig.9 muestra una aplicación de trazado radiactivo en un pozo del Paleocanal de Chicontepec.

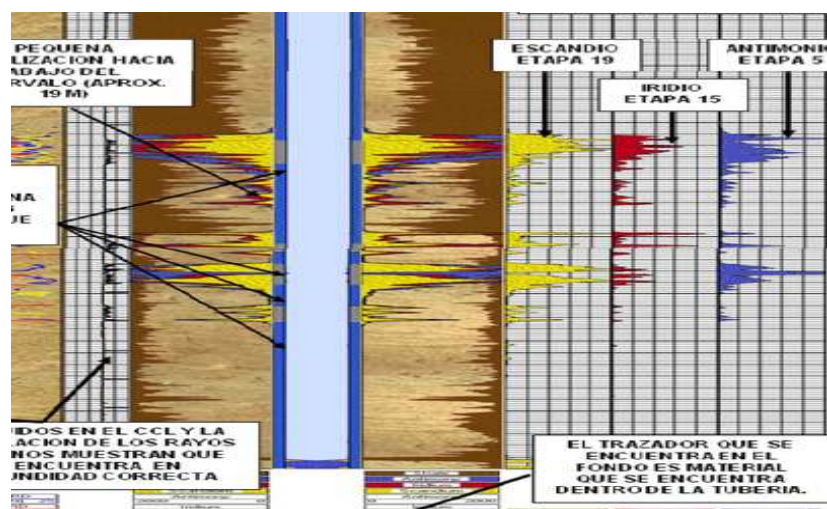


Fig.9 – Registro de Trazadores Radiactivos

Fracturamientos espumados y energizados con gases N_2 y CO_2 . Es necesaria una especial atención al fracturar hidráulicamente a yacimientos bajo-presionados que no soportan la presión hidrostática de una gelatina base agua o algún fluido oleoso. Entonces entran en consideración las opciones de nitrogenar ó espumar a los fluidos fracturantes considerados. La alternativa más socorrida es la del uso del gas nitrógeno (N_2), comparada con el dióxido de carbono (CO_2). La **Tabla # 1** ilustra los resultados en términos de producción de un grupo de pozos fracturados con CO_2 en la Cuenca de Burgos.

Pozo	Fecha fractura	Resultado
1) Cuitláhuac 813	(14-Dic-2007)	Invasión de agua salada *
2) Arcabuz 196	(21-Dic-2007)	Productor
3) Arcabuz 180	(12-Feb-2008)	Productor
4) Arcabuz 94	(20-Feb-2008)	Productor (cambio intervalo)
5) Antiguo 15	(23-Jun-2008)	Productor (fractura conven. + N_2)**
6) Sta. Rosalía 421	(28-Jun-2008)	Productor (cambio intervalo)
7) Comitas 55	(5-Jul-2008)	Productor
8) Arcabuz 337	(10-Jul-2008)	Productor (cambio intervalo)
9) Arcabuz 345	(17-Jul-2008)	Productor (cambio intervalo)

* Primer pozo fracturado con CO_2 en México

** Resulto productor, sin embargo, se fracturó convencionalmente y se indujo con N_2 .

Tabla # 1 – Resultados en pozos de la Cuenca de Burgos fracturados con espuma con CO_2

Fracturas selectivas. En ocasiones, se presenta la necesidad de fracturar en el mismo pozo varios cuerpos de interés en forma rápida y económica. Las opciones que se han utilizado en el campo son entonces divergentes químicos y mecánicos así como también se han considerado aparejos de inyección ó de fracturamiento múltiple.

Estos aparejos de fracturamiento múltiple tienen diseñados varios puertos de inyección así como mecanismos de obturación contemplados en el mismo ensamble. Esta opción es especialmente considerada para pozos altamente desviados y horizontales, en donde es frecuente el inducir varias fracturas en la operación.⁶

Control de arena. Un problema vigente en las formaciones fracturadas en México es la regresión de arena ó apuntalante y de finos de formación. Un 90% de pozos presentan esta situación. Desde hace varias décadas han sido usados apuntalantes revestidos con resinas (pre-curadas y curables con temperatura), con resultados variables (**Fig.10**).

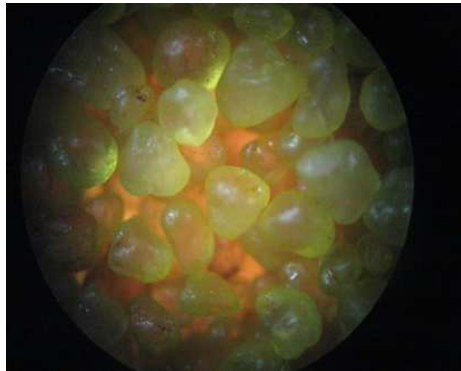


Fig.10- Arena Enresinada vista en Microscopio

En los últimos años, se ha utilizado la opción de inyección de resinas líquidas para controlar la regresión de arena. Estas resinas alteran el Potencial Zeta de las superficies sólidas a un rango óptimo. Por consecuencia, suministra la fuerza de atracción entre las partículas optimizando su cohesión y mejorando en consecuencia la conductividad del empaque de arena.

En **la Fig.11** se ilustra el comportamiento productivo un trabajo de inyección de resina líquida de manera forzada al yacimiento previamente fracturado con apuntalante, el cual posteriormente presentó regresión de arena, lo cual afectó a su cuota de producción. Después de la inyección de la resina, el pozo estabilizó su producción y se canceló la regresión de arena.

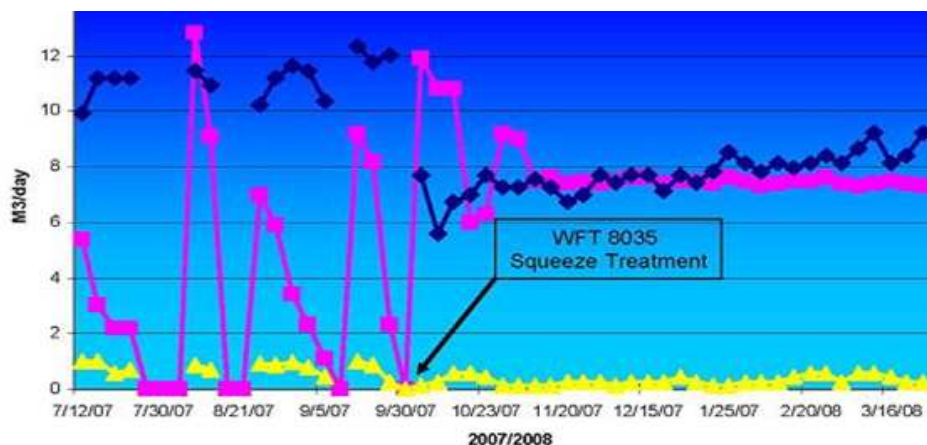


Fig.11 – Efecto de tratamiento con resinas líquidas en la productividad

Cotejo de datos en el campo. Por medio de operaciones periféricas ejecutadas en el campo previo al fracturamiento hidráulico principal como lo son las minifracturas, pruebas de inyección ó de admisión y operaciones mini fall-off. Los resultados arrojados por este tipo de pruebas permiten ajustar datos muy importantes de carácter geomecánico y petrofísico: módulo de Young (E), coeficiente de Poisson (μ), permeabilidad original de formación y la presión neta de trabajo.

También se calibra el ritmo de pérdida de fluido, el gradiente de fractura y los esfuerzos de cierre de cada capa de interés, así como se puede identificar qué modelo computarizado de propagación geométrica se apega en mayor grado a la respuesta en presión del yacimiento en primera instancia (**Fig.12**).

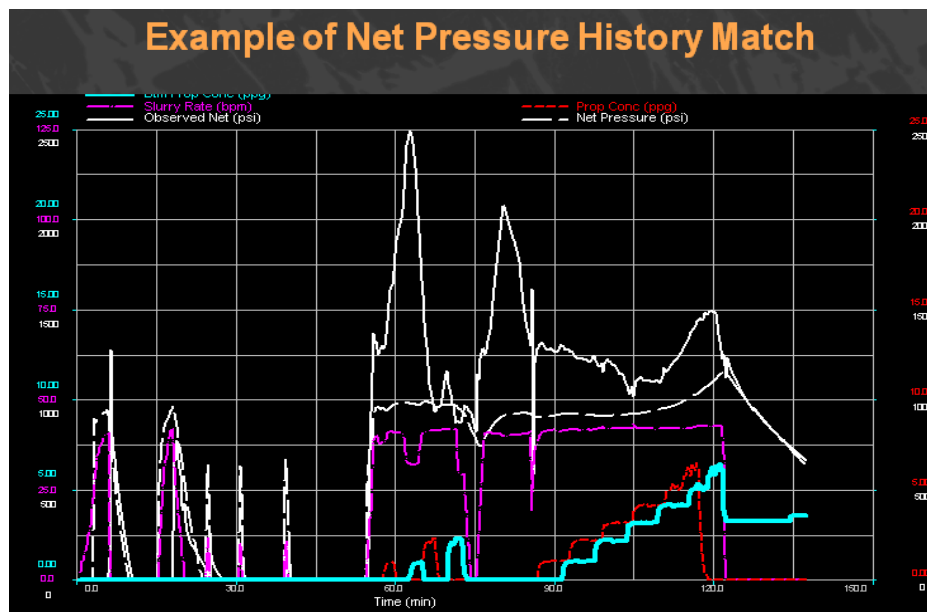


Fig.12 – Ajuste por cotejo de presión neta (matching)

Fluidos Fracturantes. Especialmente en el período 2000 - 2003 se utilizaron técnicas de fractura apuntalada con fluidos base agua gelificada, con resultados no muy alentadores, se está proponiendo ahora volver a las tecnologías de fracturamiento anteriores, con fluidos base aceite y kerosena, optimizando la selección de los intervalos a fracturar.

En el caso de aceite, se usa el estabilizado (aceite natural de formación) y el aceite cíclico (gelificado) modificado con aditivos especiales. **La Fig. 13** ilustra los resultados comparativos de varias opciones en cuanto a fluidos base fracturantes y se optimiza la selección del fluido recurriendo en primera instancia a las extensas bases de datos de datos productivos de los pozos fracturados apoyándose con la profundidad y las condiciones geomecánicas de los yacimientos por ser fracturados.

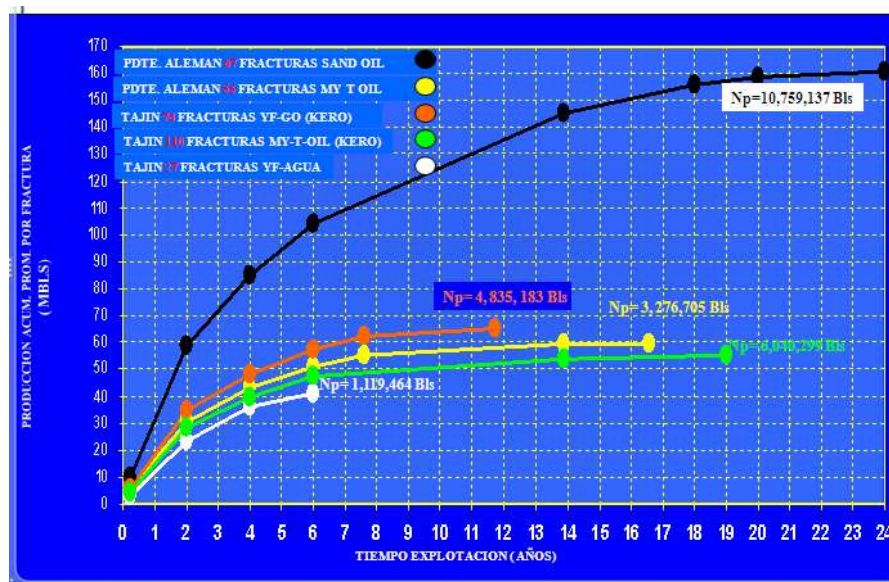


Fig. 13 – Comparación de Resultados con varios Fluidos Fracturantes

Pruebas de presión. Las pruebas de presión han sido vitales para la evaluación de las propagaciones geométricas de los fracturamientos apuntalados desde hace varias décadas para apoyar a los programas predictores de geometría de fractura. Sin embargo, los datos obtenidos frecuentemente muestran diferencias con los obtenidos con el simulador de fractura (Fig.14).

En yacimientos tan complejos como Chicontepec y las arenas de Burgos es complicada la interpretación de pruebas de variación de presión y el comportamiento de las mismas por un gran número de parámetros involucrados. Sin embargo, las interpretaciones de los datos de presión transiente día a día se optimizan teniendo más capacidad de análisis y se han establecido métodos mejorados y consecuentemente hay más afinidad con los simuladores geométricos.

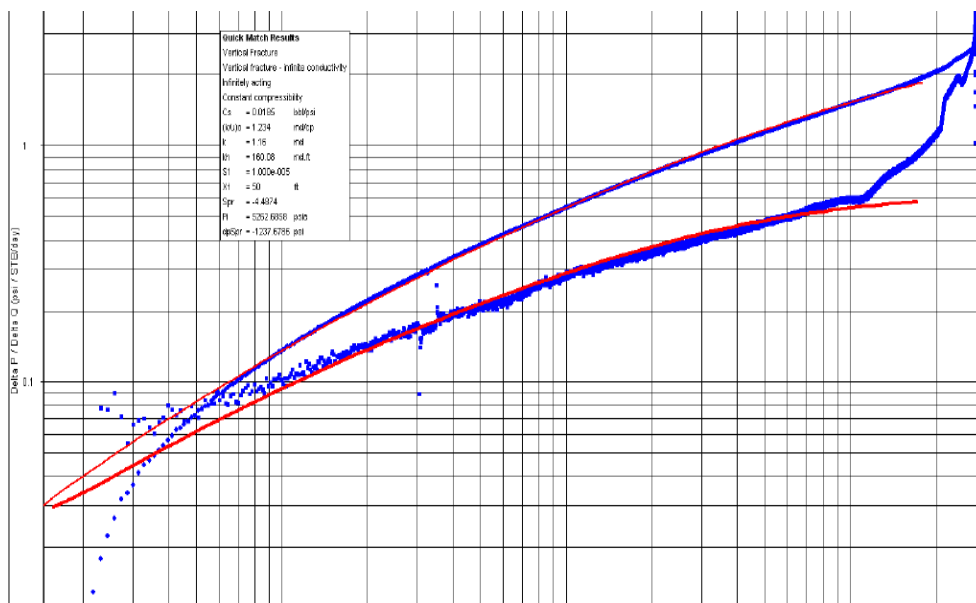


Fig. 14 – Ejemplo de Curva de Presión Transiente

Consideraciones en perforación. La terminación en yacimientos laminados y turbidíticos ha influenciado también a los diseños de perforación de los pozos para programar su terminación sin aparejo de producción y por consecuencia, facilitar a la ejecución del fracturamiento inyectando por tubería de revestimiento, optimizando el gasto de inyección y disminuyendo presiones friccionales. En la Cuenca de Burgos inclusive se han implementado los pozos esbeltos, terminados con tubería de 3 1/2", por la cual también se efectúa el fracturamiento.

Asimismo, se han perforado pozos altamente desviados y horizontales y actualmente se están considerando mas pozos bilaterales e inclusive multilaterales, preferentemente con los brazos terminados en agujero abierto, lo cual requerirá un diseño de fractura especial, acoplado a estas circunstancias.

Conclusiones

1. El Paleocanal de Chicontepec y la Cuenca de Burgos son complejos sedimentarios de alternancias arena/lutita, formaciones turbidíticas laminadas con muy baja permeabilidad (< 1 md).
2. Las terminaciones en pozos de estas cuencas sedimentarias han empleado tecnologías multidisciplinarias ya sea en forma aislada ó bien interactuando entre ellas.
3. Estas tecnologías multidisciplinarias han sido usadas desde hace varias décadas y los ingenieros de diseño las enfocan para inducir el máximo de productividad en los yacimientos tratados y hacer de estos inversiones redituables.
4. Ha habido notables desarrollos tecnológicos en fracturamientos hidráulicos apuntalados, pruebas de presión transiente y disparos de producción, entre otras líneas de trabajo, con resultados alentadores pero aún susceptibles de mejorarse.
5. La necesidad de tecnologías de última generación y su aplicación inmediata en pozos terminados en estos yacimientos, ha impactado a los diseños de perforación, que recientemente, además de pozos altamente desviados y horizontales, han incorporado pozos bilaterales y multilaterales.

Agradecimiento

El autor agradece a las autoridades de la empresa Weatherford de México por su permiso y colaboración para la elaboración y presentación de este trabajo técnico.

Nomenclatura

CO ₂	Dióxido de carbono
E	Módulo de Young (psi)
H _f	Altura de fractura, (m)
L _f	Longitud de fractura, (m)
md	mili-darcy
N ₂	Nitrógeno
μ	Coefficiente de Poisson (adimensional)

Referencias

1. Ballinas, J.: "Making Great Decisions in Development and Exploration Mexico Fields, Applying Bright Lights of the Latest and Multidisciplinary Well Completion Technology," paper SPE 81105 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Port-of-Spain, 27-30 April 2003.
2. Ballinas, J.: "Optimum Design of a Fracturing Job in the Chicontepec Formation," paper SPE 23622 presented at the 1992 SPE Latin America Petroleum Engineering Conference, 8-11 March 1992, Caracas, Venezuela.
3. Gilliat, J.: "A Review of Field Performance of New Propellant/Perforating Technologies," paper SPE 56469 presented at the 1999 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, Texas, 3-6 October 1999.
4. Bell, M.R.G. et al.: "Next-Generation Perforating System Enhances the Testing and Treatment of Fracture Stimulated Wells in Canada," paper SPE 116226 presented at the 2008 SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Denver, Colorado, USA, 21-24 September 2008.
5. Mohaghegh, S. et al.: "A Hybrid, Neuro-Genetic Approach to Hydraulic Fracture Treatment Design and Optimization," paper SPE 36602 presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition held in Denver, USA, 6-9 October, 1996.
6. Ballinas, J.: "High-Quality Technologies as Pivots for Hydrocarbon-Reserves Expansion," paper SPE 94915 presented at the 2005 SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Rio de Janeiro, 20-23 June.