

Simplificando estimulaciones en campos maduros

Fernando Barbalace, Petrobras Energía S.A. Gustavo Carro, Pablo Mas, Tacker S.R.L. Hector Sánchez, Gustavo Romera, Pride San Antonio S.A.

Resumen:

El Yacimiento Puesto Hernández es un campo maduro que en la actualidad presenta una gran actividad de perforación y terminación de pozos inyectores y productores. Con el objetivo de mejorar los tiempos en las terminaciones de los pozos, se desarrolló un sistema de intervención a través de Coiled Tubing basado en la aplicación y adaptación de tecnologías a las herramientas de fondo de Pozo. Este sistema permite realizar estimulaciones (ácidos y fracturas) a través del Coiled Tubing mejorando en un 23% los tiempos de terminación respecto a una terminación convencional.

La forma de operar es conceptualmente distinta a las utilizadas normalmente para fracturar a través de Coiled Tubing, ya que se trabaja con tapón y packer recuperable e individuales, en lugar del sistema habitual de una sola herramienta, esto permite más versatilidad ya que se puede punzar todo el pozo con la longitud de capa necesaria, sin tener que repunzar, y realizar tantas fracturas como fuera necesario en la misma bajada.

Las herramientas son aptas para ser utilizadas en pozos entubados tanto con ERFV (Epoxi Reforzado con Fibra de Vidrio) como en casing de acero de 5 ½" y 7".

En este trabajo se describe como la utilización de este sistema de estimulación simplifica la operación disminuyendo el tiempo en las terminaciones y trabajando de forma mas segura que con un equipo convencional.

Introducción:

Debido a la demanda creciente de energía y a la necesidad de reducir los costos asociados con la explotación de hidrocarburos en campos maduros, se desarrollan nuevas soluciones en las áreas de perforación, completación y producción de estos campos. No escapan a este desarrollo, las tecnologías aplicadas a simplificar las terminaciones.

Estas tecnologías están orientadas a producir ahorro de tiempos y realizar operaciones en ambientes más seguros. Las operaciones de estimulación con Coiled Tubing en el Yacimiento de Puesto Hernández son un ejemplo de esto.

El yacimiento Puesto Hernández presenta particularidades propias que hacen beneficioso el uso de esta tecnología de estimulación en cuanto a los costos asociados a los tiempos de las terminaciones en comparación con equipos convencionales y la posibilidad de realizar las operaciones con el pozo cerrado, permitiendo de esta forma intervenciones pozos con presión de inyección o gas en boca de pozo.

Son conocidas algunas técnicas utilizadas para las estimulaciones a través del Coiled Tubing. Muchas de ellas utilizan herramientas tipo Straddle Packer, otras packer de tensión y tapones recuperables de diversos diseños.

Las herramientas utilizadas en las operaciones descriptas a continuación presentan ventajas competitivas respecto a las conocidas.

Debido a que el lubricador del Coiled Tubing tiene una longitud de aproximadamente 12 metros, y tratándose de grandes intervalos a estimular, las herramientas tipo Straddle Packer encuentran su limitación, debiendo reposicionar varias veces este tipo de herramienta para realizar los trabajos efectivamente las zonas requeridas con el riesgo potencial de una comunicación en la operación.

Comparado respecto a las herramientas de tensión, presenta ventajas debido a que se puede dejar el Coiled Tubing sin tensión durante la operación, extendiendo de esta forma, la vida útil de la bobina de acero.

Las herramientas descritas en el presente trabajo permiten las estimulaciones selectivas de los intervalos que sean necesarios, sin importar la longitud de los mismos. El conjunto de tapón y packer es bajado en una configuración en tándem dentro de las limitaciones conocidas del lubricador. Esta tecnología permite realizar todas las estimulaciones que requieran en una sola bajada.

El desarrollo de esta técnica reduce los costos asociados a las terminaciones o intervenciones de los pozos debido a la disminución en los tiempos de ejecución de los trabajos.

En este trabajo se analiza y compara desde el punto de vista de los tiempos de ejecución en las terminaciones de los pozos, costos asociados al tiempo, adelanto de producción y riesgos de seguridad en los trabajos realizados en pozos con equipos convencionales y con este sistema. (Ver Fig. 1).

Técnicas de estimulación conocidas

Las técnicas de terminación y estimulación convencionales son las realizadas a través de un conjunto de herramientas tapón y packer las cuales son bajadas en tándem con un equipo de torre utilizando una sarta convencional roscada. Estas operaciones en comparación con la utilización de un coiled tubing demanda más tiempo de operación. Tratándose de operaciones en pozos donde se estimule zonas gasíferas, o zonas con presión de Inyección, es necesario utilizar fluidos densificados cada vez que se requiera reposicionar el conjunto de herramientas o sacarlas del pozo una vez terminado el trabajo, demandando tiempo y dinero extra y provocando posibles daños a la formación.

Las herramientas tipo Straddle Packer utilizadas con una sarta continua tienen una longitud fija determinada, limitada por el espacio dentro del lubricador del coiled tubing. Estas pueden utilizarse en pozos con presión de inyección o gasíferos, permitiendo las estimulaciones requeridas sin necesidad de utilizar fluidos densificados, debido a la utilización del lubricador del coiled tubing. Pero la longitud del intervalo a punzar esta limitada por la distancia entre copas, por lo cual es necesario en ciertos casos repunzar.

Los sistemas que utilizan herramientas de tensión permiten la utilización de las herramientas en tándem, para aislar los intervalos necesarios. Se utilizan Tapones para profundizarlos en conjunto con el Packer que es de fijación por tensión. Esta tecnología no presenta inconvenientes en cuanto a la longitud del intervalo a estimular, ni tampoco si se interviene pozos con presión de inyección o gasíferos, ya que el conjunto de herramientas entra en el lubricador del Coiled Tubing. Su principal inconveniente radica en la fijación del Packer que al ser realizada por tensión, provoca un estiramiento anticipado de la bobina. Sumado a este estiramiento hay que calcular el provocado por

la presión propia del forzamiento en la estimulación. La presión interna en el Coiled Tubing provoca un Ballooning directo provocando un acortamiento en la tubería generando una tensión adicional a la ya necesitada para fijar la herramienta. Este tipo de esfuerzos reduce la vida útil de la bobina del Coiled Tubing, teniendo que ser reemplazado anteriormente a lo calculado por ciclos.

Simplificando Estimulaciones a través de Coiled Tubing

Herramienta de Fondo de Pozo:

La tecnología plasmada en las herramientas utilizada para este sistema de estimulación, esta basada en un conjunto de Tapón y Packer recuperables para ser operados con Coiled Tubing con aplicaciones en nuevas completaciones de pozos o reparaciones (Fig. 2)

El conjunto de herramientas están compuestas por un Tapón recuperable inferior con un punto de pesca de accionamiento cíclico, un pescador y un packer recuperable superior. Los accesorios que pueden agregarse al conjunto pueden ser por ejemplo: porta memory Gauge (Ver Fig. 3, gráfico de la fractura con presión medida con la memory), localizador e cuplas, válvula de circulación, etc.

El tapón recuperable es de fijación automática por presión diferencial, de doble sello, tanto de zonas inferiores como superiores. El librado del mismo se realiza por intermedio de un pescador de movimiento cíclico. El Packer superior se ancla a la cañería por presión diferencial a favor de la tubería y se libra quitando la presión.

Luego de armar todo el conjunto en superficie, se llevan las herramientas a zona, el Tapón es liberado con un ciclo de movimiento (hacia arriba y hacia abajo) quedando en la posición requerida. Se procede a posicionar el Packer en la profundidad necesaria para aislar el intervalo deseado, al someter a presión interna el sistema, tanto el tapón como el packer se fijan automáticamente. Esta operación se puede realizar todas las veces que se requiera para los tratamientos que sean necesarios en el pozo.

Una vez completado el tratamiento, se procede descender para realizar la pesca del Tapón, la cual será de forma instantánea con solo constatarlo y levantar la sarta. De esta manera el conjunto se encuentra nuevamente en condiciones de ser fijado para realizar tantas operaciones como se requiera.

Esta tecnología permite simplificar las estimulaciones acortando el tiempo de las mismas, sin riesgo de agarre de las herramientas por arenamientos, ya que los lavados de las mismas son sumamente eficaces debido a la capacidad de lavado continuo que presenta la operación con Coiled Tubing. Presenta ventajas significativas en cuanto a que permite ejecutar trabajos en la longitud de los intervalos que se requiera, y así mismo poder colocar el conjunto completo dentro del lubricador. En el caso de un arenamiento indeseado, la tecnología aplicada permite realizar un lavado inmediato de la arena sacándola en su totalidad del pozo.

Unidad de Coiled Tubing:

Esta unidad cuenta con un mástil de doble propósito (Fig 4). Puede realizar tareas de Pulling convencionales de un trozo (Tubing) mediante un aparejo hidráulico de maniobras de 40 Ton y cuenta con un Inyector de capacidad 30 Ton. El carretel se ubica en el lateral del equipo y cuenta con una longitud de tubería continua de 1400 m de diámetro nominal 2 7/8" (ver características del carretel en la Tabla 1).

El lubricador de la unidad posee una longitud de 12 m, con sistema de BOP Total, Parcial y Anular.

Los equipamientos de superficie: Bomba, manifold, piletas, etc, son los estándares de un equipo convencional de Terminación.

La cabina de control es independiente y con un sistema de elevación hasta la altura de la subestructura, todo el control del equipo es realizado desde la misma con sistemas hidráulicos y neumáticos.

El equipo también cuenta con un sistema computarizado de adquisición de datos con posibilidades de conexión wire less para monitoreo a distancia de presiones, caudales y tensiones que pueden ser registrados en tiempo real desde cualquier punto dentro de la locación.

Este sistema electrónico permite, en el momento de la estimulación, monitorear todas las presiones (directa y entre columnas) y además el estado de esfuerzos en el coiled tubing (Ver Fig. 5, donde se observa la elipse de Von Misses).

Descripción del pozo tipo:

El yacimiento Puesto Hernández se encuentra ubicado al Norte de la Provincia del Neuquén República Argentina (Ver Fig. 6).

Este es un yacimiento maduro (mas de 40 años de producción), tiene básicamente 4 formaciones de interés (Avilé, Agrio, Huitrin y Rayoso, ver Fig. 7 de una prognosis tipo).

Un pozo tipo de Puesto Hernández esta diseñando con una cañería de seguridad asentada entre 100 - 200 m y otro cañería de producción de 5-1/2" (en acero y/o ERFV) o 7" de diámetro, cementado hasta la boca del pozo. Estos pozos multi capa son realizados para la producción de petróleo e inyección de agua y tienen una profundidad entre 1.000 - 1.300 m.

Diseño de terminación:

En el yacimiento Puesto Hernández los pozos normalmente se terminan con equipos de WO convencionales, y el programa tipo contempla punzar las zonas de interés, para luego bajar con sarta de tubing y conjunto de tapón y packer (tbg 2 7/8" para cañería 5-1/2" o 3 1/2" cuando el casing es de 7") para realizar las estimulaciones.

Dependiendo de como concluya cada estimulación, las opciones son:

- 1° Sacar packer, bajar nuevo conjunto, aislar la siguiente zona, volver a estimular y así sucesivamente
- 2° Usar el mismo conjunto para lavar arena, pescar tapón y realizar la siguiente estimulación.

Esta última alternativa, no siempre es factible de realizar, ya que cuando queda un tapón de arena de gran longitud o se produce un arenamiento prematuro, no es recomendable pescar con el packer en el pozo para luego realizar la próxima estimulación. Aun teniendo una estimulación según programa, generalmente las compañías de herramienta no sugieren el recupero del tapón luego de

una fractura hidráulica con el mismo packer para luego realizar otra estimulación, ya que estas herramientas no están diseñadas para ello. Además, esta operación es riesgosa por el desgaste de las herramientas en el lavado o su atascamiento por arena.

El pozo tipo, normalmente tiene 3 a 4 zonas a punzar para luego ser estimuladas, bien sea con fracturas hidráulicas o acidificaciones matriciales (esta última estimulación es la menos frecuente).

Al ser un yacimiento maduro y conocido el 90% de los pozos no son ensayados, por lo que es posible terminarlos sin este requerimiento.

Las fracturas que se realizan con gel reticulado de 25 libras cada 1000 galones base agua, donde se manejan concentraciones que llegan hasta 10 lb/gal de arena malla 12/20, bombeando entre 25.000 y 35.000 lbs de arena por etapa de fractura y caudales que van hasta 16 bpm.

Las características del diseño buscado son las siguientes:

Longitud de Fractura Empaquetada X_f (metros) = 20 / 100 m

Altura de Fractura Empaquetada H_f (metros) = 25 / 50 m

Ancho de Fractura W_f (plg) = 0.18

Concentración en la Fractura (lbs/pie²) = 1 – 2

La operación de Fractura incluye un Minifrac previo con el fin de evaluar la eficiencia y el comportamiento de fluido de fractura al reservorio, como así también la eficiencia de punzados y tortuosidad. (Para mayor información, ver Tabla 2: Parámetros referenciales).

Comparación:

Se realizó una comparación basada en datos estadísticos de dos pozos tipos terminados en el yacimiento, detallando los tiempos de operación de movimiento de herramienta y operaciones de fractura (ver Fig. 8 y 9).

Conclusiones:

Este sistema de terminación y estimulación de pozos utilizando coiled tubing en principio es una alternativa real a los sistemas convencionales.

Utilizando esta tecnología de herramientas con las configuraciones descriptas, permite una completación rápida, mejorando los tiempos en comparación con los equipos tradicionales.

Analizando los beneficios de este nuevo sistema podemos citar:

- Los tiempos en las completaciones son reducidos respecto a los sistemas convencionales, bajando de esta manera los costos significativamente.
- Al terminar los pozos en menor tiempo, se logran los beneficios consecuentes por los adelantos de producción, logrando un incremento de producción temprana del 31%.
- Se pueden realizar todas las estimulaciones que se requieran, aislando la longitud de los intervalos necesarios a tratar sin importar de que longitud son.
- Se pueden realizar los trabajos con seguridad en pozos gasíferos sin necesidad de utilizar fluidos densificados para reasentar las herramientas o sacarlas del pozo terminada la operación.

- En aquellos Pozos con presión de inyección de agua, no hay necesidad de detener la inyección de los pozos vecinos para mermar las presiones en las capas a intervenir.
- El arenamiento es fácilmente remediable, gracias a la circulación que permite el diseño de las herramientas y la tubería continua.
- Se pueden intervenir pozos con Casing de ERFV minimizando el daño en estos, debido a las características de anclaje de las herramientas.
- Operación mas segura, por la menor manipulación de elementos en superficie (no se realizan conexiones durante la bajada, ni elevación de elementos pesados y prescinde de los operadores cercanos a la boca de pozo).
- Se puede trabajar de manera segura en condiciones climáticas adversas.

Agradecimientos:

Queremos agradecer a José A. Carro de Tacker S.R.L. por su aporte en el desarrollo de esta tecnología. Al equipo de Operaciones de Construcción de Pozos de Petrobras Energía S.A. (Darwin Sosa Cano, Rubén Bueno, Edgard Rodriguez, Jesus Correa, Rubén Rigoletti y Raúl Larice).

Al Ing. Franklin Romero por su conveniente participación en la revisión de este trabajo.

Por último agradecer a la gerencia del activo Puesto Hernández, representadas por Ricardo Martinez, Guillermo Albizua, Juan Carlos Bassi y Marcelo Riquelme por el apoyo y la confianza para implementar esta nueva tecnología.

Referencias:

SPE 88615 “Coiled Tubing Conveyed Fracturing System Allows Longer Zones to be Isolated in a single Trip Multiple Times”

Graficos y Tablas:

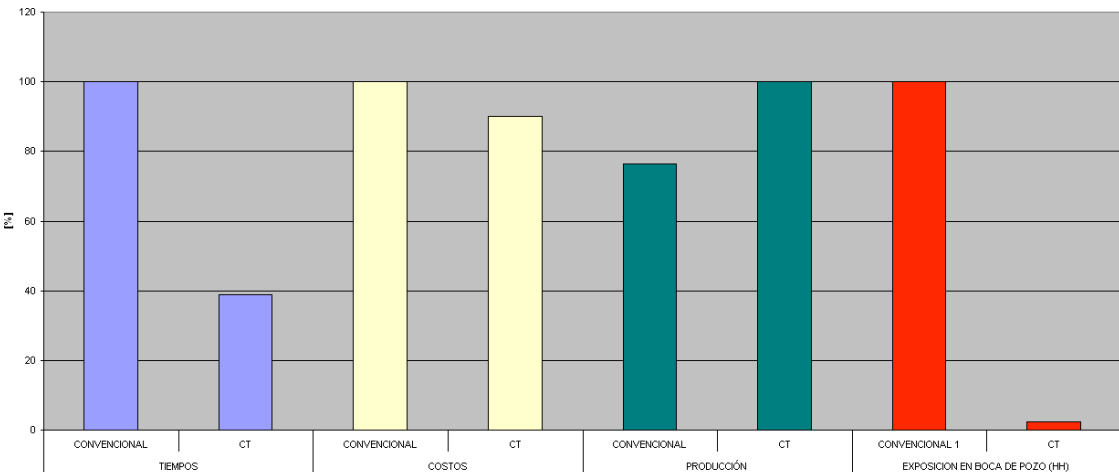


Fig. 1: Gráficos Comparativos

Bajada de Conjunto



Asentamiento y Fractura



Fig. 2: Conjunto de Herramientas de Fondo de Pozo.

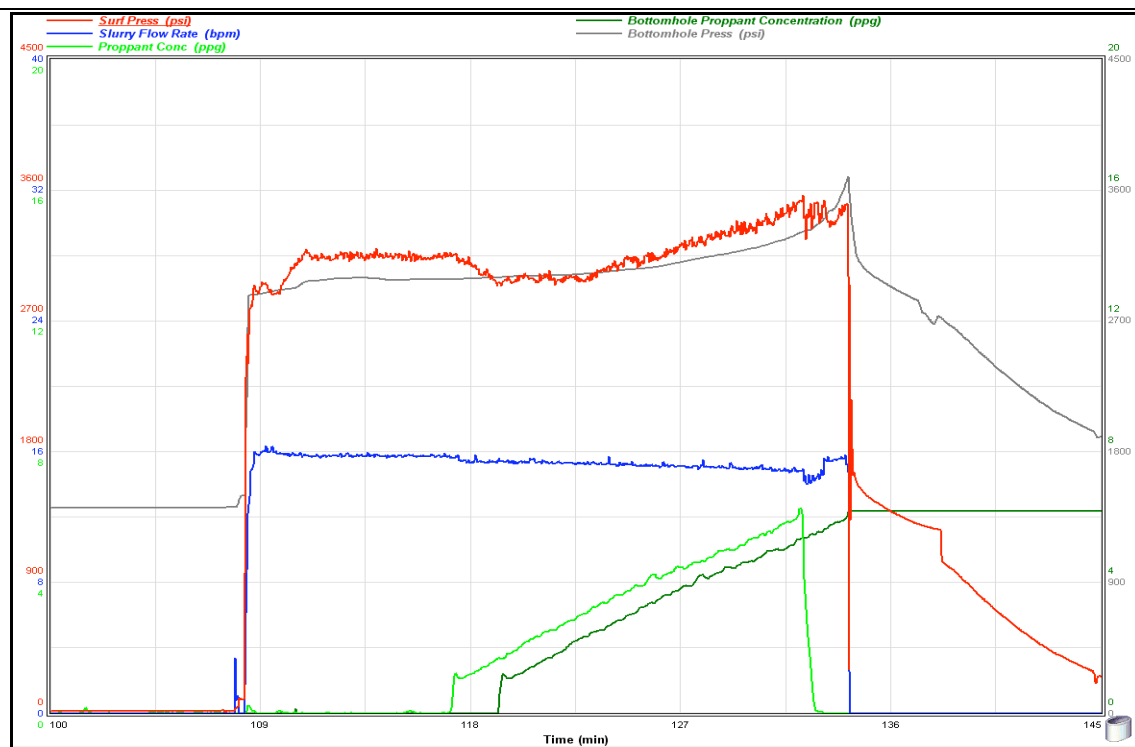


Fig. 3: fractura con presión medida de memory gauge



Fig. 4: Mástil del Equipo de Coiled Tubing.

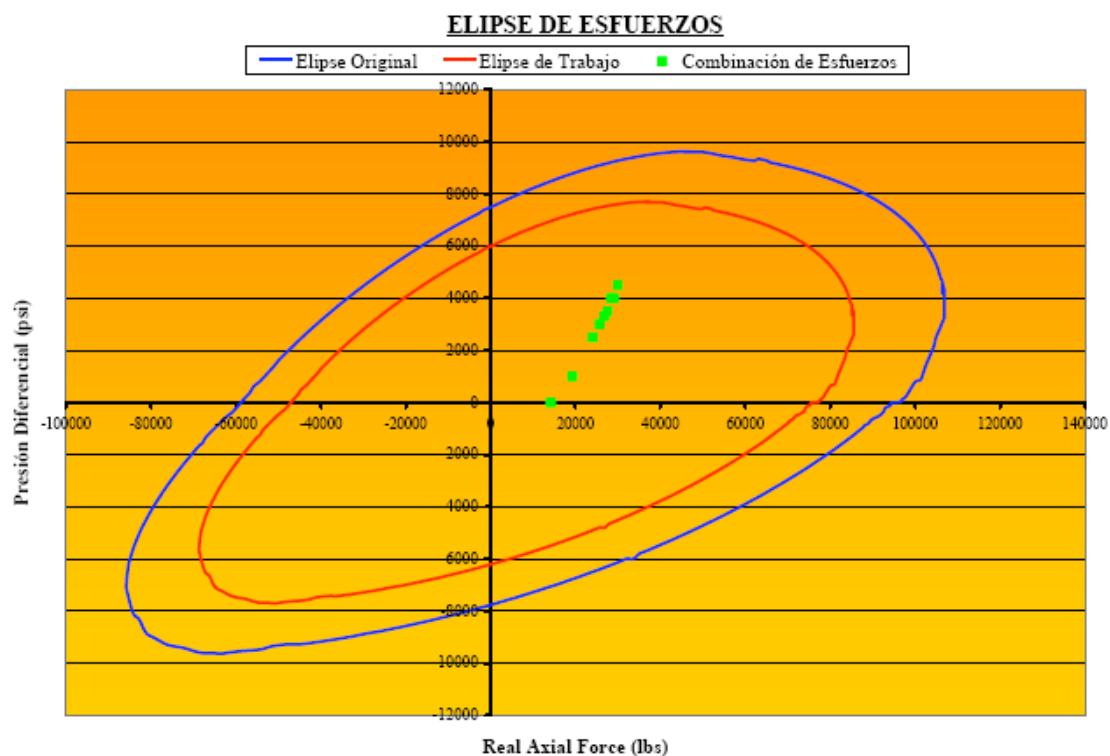


Fig. 5: Elipse de Von Mises



Fig. 6: Ubicación yacimiento Puesto Hernández



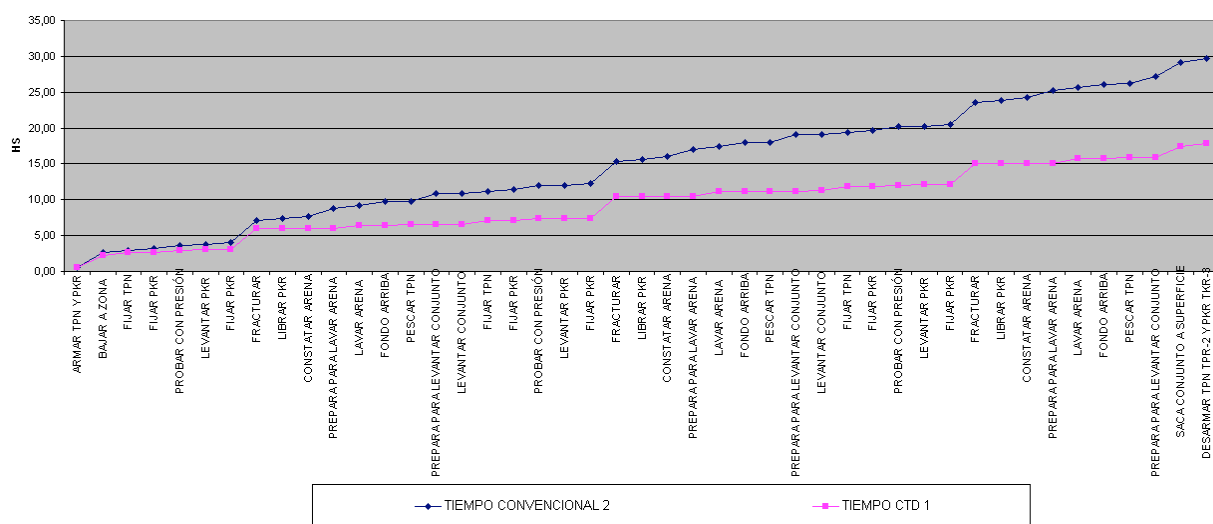


Fig. 9: Comparativa de tiempo Terminación Convencional 2 vs. Terminación con coiled tubing

Diámetro Exterior (in)	Espesor de Pared (pulg)	Peso (lb/pie)	Carga Longitudinal de (libras)	Presión Interna de Fluencia (psi)	Presión de Colapso (psi)	Fluencia Torsional (lbs-pie)
2 7/8	0.188	5.395	111,090	8,910	7,560	6,744

Tabla 1: Características de la tubería continua

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Profundidad Promedio	500/1300	M
Tubing Operativo	3-1/2 y 2-7/8"	Pulg
Casing OD	5-1/2"- 7"	Pulg
Casing ID	5.01" – 6.266"	Pulg
Packer	(variable)	M
Porosidad	15/25	%
Permeabilidad	10 a 100 (50 promedio)	Md
Presión Poral	600/1400	psi
Espesor Punzado	5-20	M
Compresibilidad Fmc	5.4E-4	1/psi
Viscosidad	2/10	Cp
Temperatura	90/140	°F
Gradiente Fractura	variable(0.65 a 1.3)	Psi/pie
Gradiente de Cierre	0.6/0.85	Psi/pie
Módulo de Poisson	0.20-0.30	
Módulo de Young	2 – 5 E+6	psi

Tabla 2: Parámetros Referenciales