

TECNOLOGÍAS PARA EL DISEÑO DE EQUIPOS DE FRACTURA

Santiago Defferrari y Francisco Sanchez Carelli – FINNING

ABSTRACT

La producción de hidrocarburos no convencionales en Argentina obligará a un profundo cambio en el pensamiento a la hora de conceptualizar el tipo de equipamiento de superficie necesario para llevar a cabo las tareas de *Well Service*. La muy baja porosidad de la roca en la cual se encuentran alojados dichos hidrocarburos requiere de una compleja maniobra de fractura, con una necesidad de caudales y presiones de inyección de agua mucho mayores que en fracturas convencionales.

El equipamiento necesario para satisfacer dichas condiciones duplica, tanto en tamaño como en cantidad, al utilizado en la fractura convencional. Mientras que en yacimientos convencionales se requiere en promedio cuatro o cinco equipos de 1500 HP cada uno operando en forma simultánea, en maniobras con hidrocarburos no convencionales, este valor aumenta a diez o doce equipos de 2500 HP cada uno.

La alta demanda a nivel mundial de este equipamiento obligará a los empresarios e ingenieros argentinos a estar preparados y ser capaces de diseñar y proveer estas soluciones. Las compañías argentinas fabricantes de equipos petroleros y bienes de capital tienen una oportunidad única para captar y desarrollar este mercado, pero los aspectos técnicos a tener en cuenta en el diseño de este tipo de unidades no son sencillos.

El presente trabajo tiene como objeto presentar las diferentes alternativas y consideraciones técnicas que existen para el diseño de estos equipos, abarcando desde aspectos fundamentales, como requerimientos de potencia, torque y velocidad de giro, hasta variables complementarias de diseño, como puede ser sistemas de refrigeración, emisiones, tomas auxiliares de potencia, sistemas de encendido y sistemas de control y monitoreo, entre otros.

DESARROLLO

Los hidrocarburos no convencionales han cambiado drásticamente el mercado mundial de energía durante los últimos años. Si bien su existencia es conocida desde hace más de 25 años, la tecnología para hacer que su producción sea rentable recién está disponible desde los 00's. Hasta ese entonces, ningún país las consideraba como reservas probadas ni las utilizaba dentro de sus pronósticos para determinar su autosuficiencia a la hora de realizar su balance energético. La introducción de nuevas tecnologías ha permitido este cambio, que no sólo ha impactado significativamente en dichos balances energéticos, sino que también ha impulsado grandes desarrollos en las industrias locales de manufactura de equipos petroleros.

Mientras que los hidrocarburos convencionales se alojan en zonas porosas de la formación, generalmente atrapados en estratos superiores de la formación por debajo de una capa aislante, los no convencionales se encuentran inmersos en la roca profunda, en un área de muy baja porosidad. Dependiendo de su porosidad, la zona puede ser llamada esquisto (shale) o arena compacta (tight sand) y el hidrocarburo presente en la misma puede ser sólo gas, sólo petróleo o una mezcla de ambas.

En la Figura 1 a continuación se ilustran las diferentes áreas del subsuelo donde se encuentran alojados los hidrocarburos convencionales y los no convencionales. Estos últimos están indicados en el gráfico con la leyenda "Pizarra rica en gas".

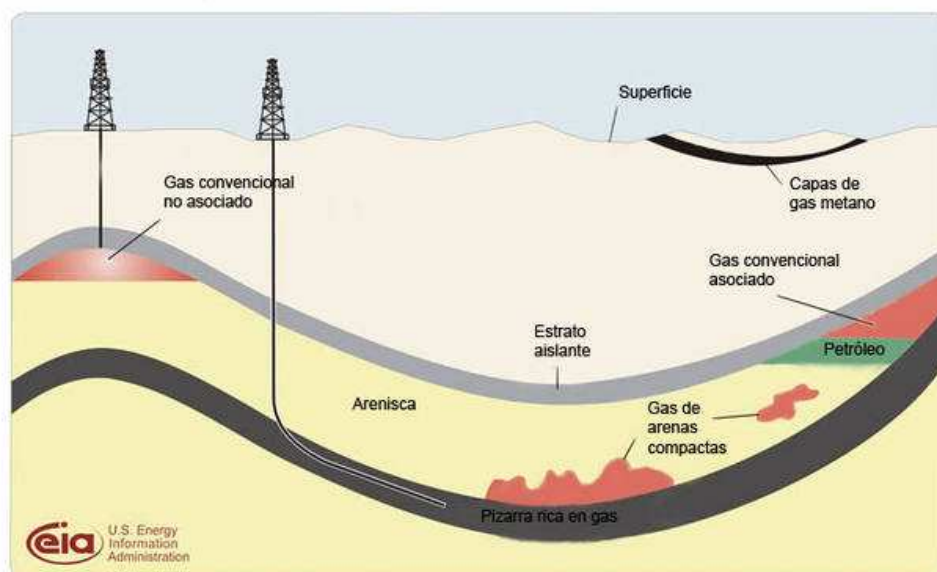


Figura 1 - Diferentes tipos de hidrocarburos de acuerdo a su ubicación en la formación

Fuente: US Energy Information Administration

El primer país que comenzó produciendo este tipo de hidrocarburos fue Estados Unidos y permitió un giro de 180 grados en su condición dentro del mercado internacional de gas: de ser uno de los mayores importadores en el mundo, principalmente regasificando NLG, Estados Unidos está cerca de equilibrar su producción con su consumo, con altas chances de convertirse en exportador en los próximos años.

En Argentina existen numerosas reservas de hidrocarburos no convencionales, al punto de ser considerado el tercer país del mundo con este tipo de potencial, sólo por detrás de China y de los Estados Unidos. Estas reservas son conocidas desde hace mucho tiempo, pero sólo se ha iniciado su exploración en los últimos años. Desde ese entonces, gran cantidad de compañías internacionales se han establecido en el país demandando profesionales y compañías de servicios altamente calificadas. Estas reservas corresponden tanto a gas (shale gas) como a petróleo (shale oil).

De acuerdo a los últimos reportes emitidos por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, las reservas totales de Argentina de shale gas alcanzan los 2.700 TCF (trillones de pies cúbicos), de los cuales 775 TCF son recuperables con las tecnologías actuales. Como ya fue mencionado, este número ubica a la Argentina como el tercer

jugador en el mundo, solo debajo de China y de Estados Unidos. La gran mayoría de estas reservas se ubica en el yacimiento Vaca Muerta, en la provincia de Neuquén. Respecto al shale oil, recientemente se han reportado descubrimientos, también en el yacimiento Vaca Muerta, por un total de 927 millones de barriles equivalentes. Aunque este valor aún debe ser certificado, su potencial es altamente destacable.

Otro importante factor que el mundo mira a la hora de señalar el potencial argentino en shale es el marco que existe alrededor de dichos descubrimientos. La presencia de reservas por sí mismas no es suficiente para crear semejante expectativa. Las compañías, además, miran otros aspectos, como la situación política (tal vez el aspecto a mejorar), la capacidad de los ingenieros y técnicos locales, la facilidades existentes para tratar y transportar el gas extraído y la disponibilidad de agua. A modo de ejemplo, la firma internacional Wood Mackenzie ha identificado a Vaca Muerta como uno de los mejores yacimientos de hidrocarburos no convencionales, comparándolo con similares sitios en Estados Unidos, China, Australia o Europa, en función de las instalaciones de superficie existentes, infraestructura, y disponibilidad de agua.

La figura 2 a continuación indica las zonas del mundo en donde se han identificado potenciales reservas de este tipo.

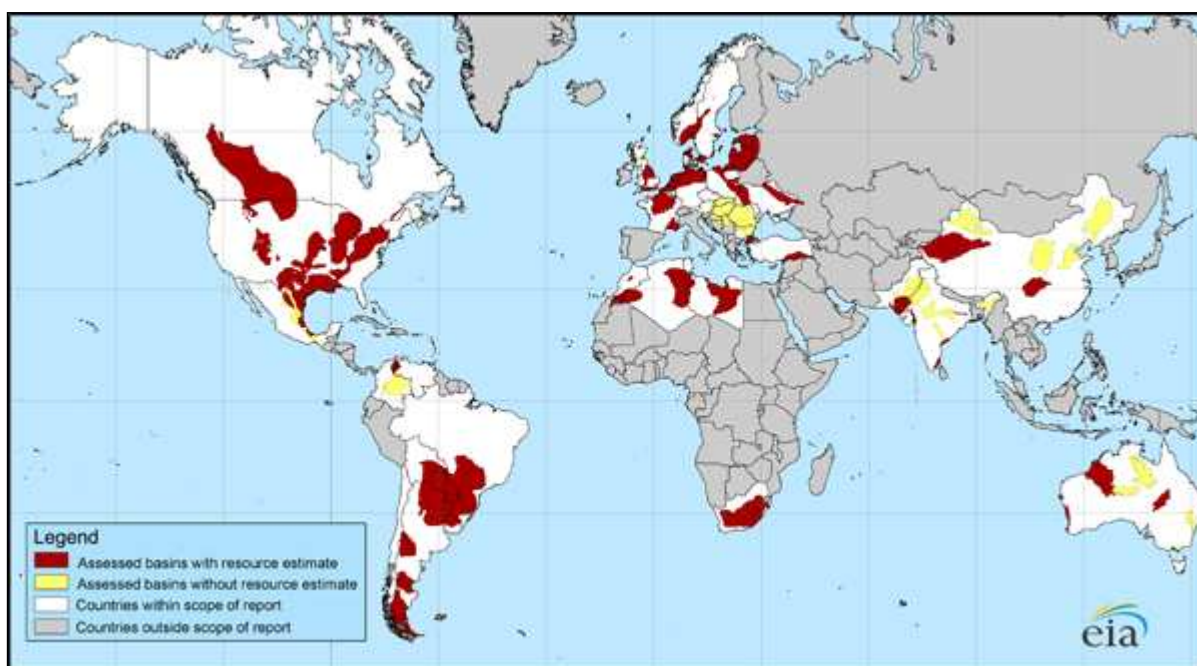


Figura 2 - Reservas de hidrocarburo no convencional en el mundo

Fuente: US Energy Information Administration

Como ya fue mencionado, la clave en el desarrollo de estas reservas en el mundo ha sido la incorporación de nuevas tecnologías que permiten su extracción a menores costos que en las décadas pasadas, ya que de otro su producción no sería rentable. La tecnología responsable de esto es conocida como multifractura hidráulica horizontal.

Un pozo convencional requiere una perforación relativamente corta y en sentido vertical, sólo hasta llegar al tope del reservorio donde se encuentra atrapado el hidrocarburo. Una vez que la perforación penetra el reservorio, debido a la alta porosidad del suelo, el hidrocarburo fluye prácticamente en forma natural hacia el reservorio. Solo una vez que la presión del reservorio depleta y su producción decae, se introducen las técnicas de fractura hidráulica, pero casi siempre asociadas a estimulaciones de pozos ya productores.

Los hidrocarburos no convencionales necesitan otro tipo de perforación, ya que debido a la muy baja porosidad de la roca donde se alojan, no es posible que los mismos fluyan en forma natural hacia la superficie. Por ello, se requiere romper y fracturar dicha roca, creando pequeños canales de muy bajo diámetro a través de los cuales el hidrocarburo fluye.

La clave ha sido desarrollar esta fractura en forma diferente a la fractura convencional. Para ello se requiere que la perforación del pozo gire 90 grados y tenga una extensa componente horizontal, de aproximadamente dos kilómetros de extensión, a lo largo de la capa de roca shale donde se aloja el hidrocarburo. A través de dicha cañería horizontal, se inyectan grandes volúmenes de fluido de fractura a muy alta presión que penetran en la roca logrando la rotura requerida en dicha capa. Esta innovación tecnológica, conocida como multifractura hidráulica horizontal, fue la que permitió el auge de los no convencionales. Sin ella, esto hubiese sido impensable hace 15 años.

El fluido inyectado en la formación está típicamente compuesto por agua, arenas o cerámicos y aditivos químicos. Adicionalmente pueden ser inyectados geles y distintos tipos de gases comprimidos (nitrógeno, dióxido de carbono o aire inyectado). Dicha mezcla de fluidos cumple con tres funciones principales:

- Apertura y extensión de la grieta.
- Transporte de trazas de isotopos radioactivos a través de la fractura que permiten determinar las condiciones de inyección y localizar las grietas.
- Transporte del apuntalante (partículas suspendidas que mantienen la grieta abierta)

El apuntalante es utilizado por las compañías de *Well Service* para mantener el "ancho de la fractura", o frenar su declive, mediante la introducción de granos de arena, cerámica, o de otras partículas, que impiden que la fractura se cierre cuando la inyección se detiene.

La figura 3 a continuación ilustra el mencionado proceso de multifractura horizontal.

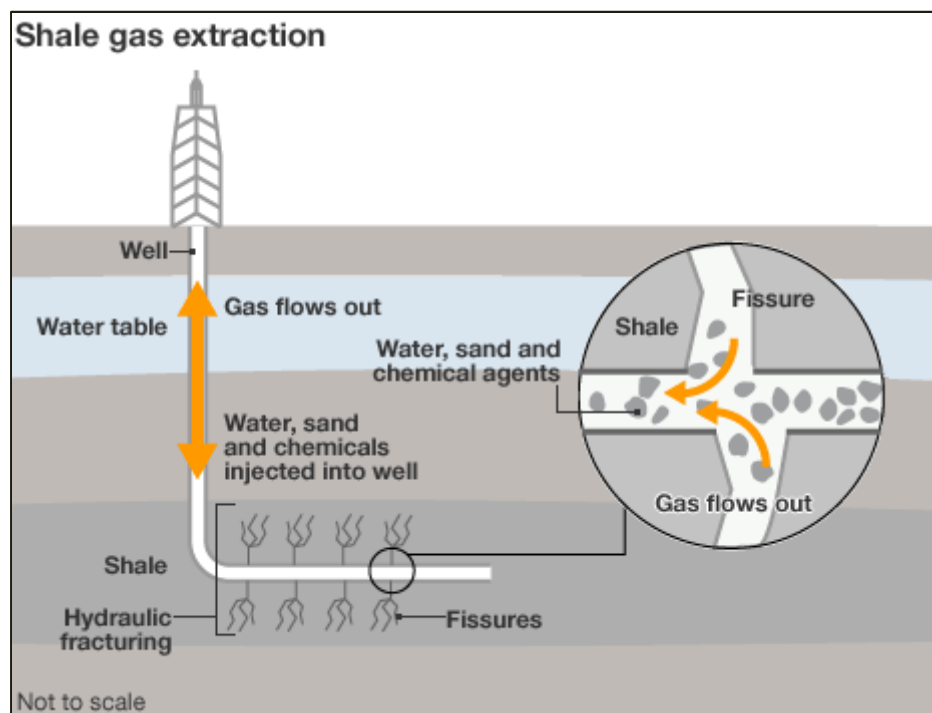


Figura 3 - Multifractura hidráulica horizontal

Fuente: Internet

Justamente es esta nueva tecnología la que presenta una oportunidad en cuanto al desarrollo de fabricantes de equipos para fractura en Argentina, ya que la multifractura hidráulica requiere un tipo de instalación de superficie diferente a los equipos convencionales de fractura, tanto en complejidad como en cantidad.

Mientras que una fractura convencional requiere elevar el agua hasta presiones del orden de las 1500 psi, la no convencional suele requerir hasta 3000 psi, ya que se necesita generar la fuerza suficiente como para romper la roca sólida. Esta es la primer gran diferencia entre un tipo de equipamiento y el otro. Al necesitar una mayor presión de descarga, las cañerías deben ser más robustas, los sistemas de control deben ser más complejos y, aspecto fundamental, se requiere una mayor potencia de bombeo.

Otro aspecto muy importante que diferencia la fractura convencional de la no convencional son los volúmenes de agua necesarios: en los pozos no convencionales, el requerimiento de agua es del orden de diez veces mayor. Sumado al aspecto descripto anteriormente de la presión de descarga, implica que la potencia total aproximada necesaria para inyección en el sitio de fractura ronde los 25.000 HP para el caso de los no convencionales mientras que no supera los 10.000 HP en pozos convencionales.

Esto implica una necesidad muy diferente en cuanto al requerimiento de equipamiento disponible en el sitio. Mientras que en yacimientos convencionales se requiere, en promedio, cuatro o cinco equipos de fractura de 1.500 HP cada uno, en maniobras con hidrocarburos no convencionales, este valor aumenta a diez o doce equipos de 2.500 HP cada uno. Es decir, prácticamente el doble de equipos en campo y una potencia total de casi cuatro veces más.

Una serie de equipos y componentes son requeridos para la extracción de gas no convencional en aplicaciones de fractura. Estos son:

- Blender, o mezclador.
- Trailer de fractura (unidad de bombeo típicamente equipada con bomba alternativas triplex o quintuple).
- Cabina o vehículo de monitoreo
- Elementos asociados: unidades de hidratación, trailer distribuidor (manifold o misil), tanques de depósito de arenas o cerámicos y aditivos químicos.

El Blender es el camión mezclador responsable de combinar los elementos que componen el fluido de fractura. Una vez realiza la mezcla, se envía el fluido a través de un elemento distribuidor (manifold) a los trailers de fractura, los cuales son comandados

a distancia por una cabina o vehículo de monitoreo. Posteriormente se inyecta el fluido a alta presión en el pozo petrolífero para comenzar la fractura.

El objeto del presente trabajo es profundizar en el análisis de los trailers de fractura, ya que, como fue mencionado, es el equipo que presentará una mayor demanda en el mercado pues será requerido en un número mucho mayor que en maniobras de fractura convencional.

Esto abre claras expectativas a los fabricantes argentinos de equipamiento petrolero. Con los hidrocarburos no convencionales aún en auge en los Estados Unidos y con China demandando gran parte de su propia producción, es factible que las compañías de *Well Service* que operen en Argentina deban autoabastecerse en el mercado local. Si a esto se le agregan los incentivos a la producción local que el gobierno está fomentando a través de sus políticas aduaneras y de comercio exterior, es claro que se presenta una gran oportunidad. Por ello, hemos creído conveniente profundizar en los aspectos técnicos que rodean al diseño de este tipo de equipamiento.

El tráiler de fractura (figura 4) está compuesto por los siguientes componentes principales:

- Bomba triplex o quintuple
- Motor diesel de combustión interna
- Transmisión
- Radiador o Aero ventilador.
- Chasis

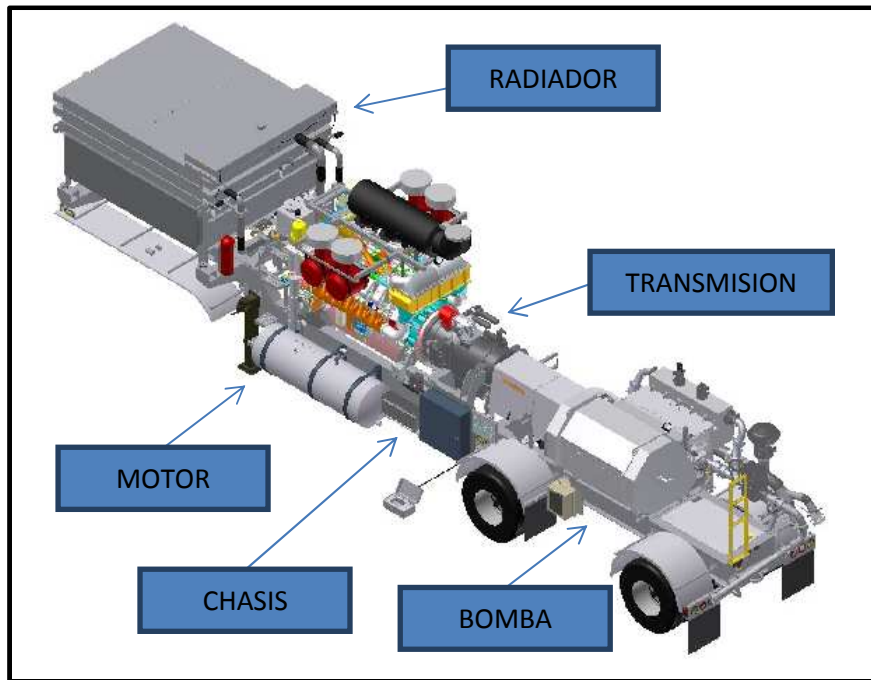


Figura 4 – Tráiler de Fractura

Fuente: Internet

La bomba, del tipo alternativa de desplazamiento positivo, es la encargada de enviar el fluido de fractura a la formación. La misma es accionada a través de un paquete conformado por un motor a combustión interna y una transmisión, o caja de velocidades.

El motor genera la potencia necesaria quemando combustible diesel, mientras que la transmisión permite regular el torque entregado a la bomba logrando saltos operativos entre las diferentes curvas características de la misma. Este conjunto del motor acoplado a la transmisión es generalmente provisto por un único proveedor y, en la jerga petrolera, es conocido como *power package*.

El radiador es el encargado de refrigerar, mediante circulación forzada de aire ambiente, los fluidos del motor y de la transmisión.

Finalmente, todos estos equipos van ubicados sobre un chasis, en la gran mayoría de los casos montados sobre ruedas. Esta necesidad de que el chasis sea móvil obedece a que cada tráiler de fractura es usado en múltiples locaciones a lo largo de su vida útil. Un skid fijo, si bien reduciría su costo, sería obsoleto una vez completado el servicio de fractura en el pozo.

Al dimensionar un tráiler de fractura primero se debe seleccionar el tipo de bomba y condición de operación requerida en función de la presión que se quiera ejercer en el pozo petrolero.

La selección de la bomba y la condición de operación son un factor determinante para definir a los parámetros de potencia (HP) y velocidad (rpm); parámetros que a su vez van a determinar la selección del *power package* y, posteriormente, el diseño del tráiler de fractura.

El motor se caracteriza por tener un diseño robusto debido a las exigencias de la aplicación en campo. Se identifica por ser un motor de 12 cilindros, ciclo diesel de inyección directa y turbocargado; con potencias de salida de entre 2.000 y 3.000 HP, a una velocidad nominal de 1.900 rpm. En la figura 5 se puede apreciar una vista general de uno de estos equipos.

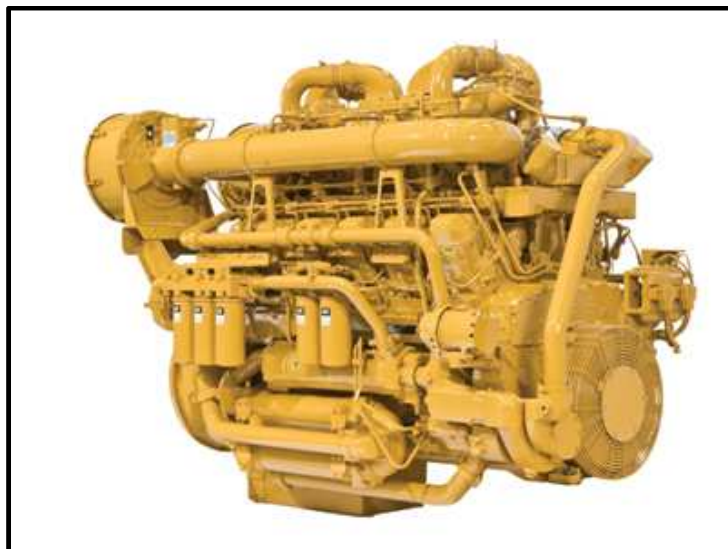


Figura 5 – Motor Diesel para Trailer de Fractura

Fuente: Catálogo de Proveedor

El sistema de arranque comúnmente utilizado es a través del accionamiento de un motor hidráulico externo siendo que los equipos operan en sitios remotos donde se dificulta la posibilidad de implementar otros sistemas de arranque, como puede ser eléctrico o neumático. En este caso, la bomba hidráulica de arranque que acciona dicho motor hidráulico es operada por una toma auxiliar del motor del camión que remolca el tráiler

o bien a través de un motor auxiliar diesel de baja potencia comúnmente denominado *pony*.

Existen dos sistemas de refrigeración para el motor utilizados en este tipo de aplicación: ATAAC (*Air-to-air aftercooled*) y SCAC (*Separate circuit aftercooled*); dependiendo del nivel de emisiones requerido en el sitio. En el sistema ATAAC el aire que ingresa al aftercooler es refrigerado por medio de un intercambiador aire-aire situado sobre el radiador que intercambia calor con el aire a temperatura ambiente. En cambio, el sistema SCAC utiliza un circuito de agua separado ubicado en el radiador para refrigerar el aire que ingresa al aftercooler.

La selección de uno u otro sistema modificará sustancialmente el tamaño del radiador que refrigerará al motor. Las diferentes compañías de *Well Service* suelen tener definido uno u otro sistema dentro de sus estándares de diseño y operación.

Adicionalmente los motores suelen contar con tomas de fuerzas auxiliares (conocidas como *PTOs*) para ser utilizados en aplicaciones varias (compresor externo de aire, bomba hidráulica para lubricación de la bomba principal, etc.)

Las emisiones al medioambiente que generan estos motores están reguladas por la EPA (*Environmental Protection Agency*) de los Estados Unidos, bajo la familia de *Non-Road Engines*. Por la potencia generada, este tipo de motores satisface la exigencia TIER 2 de EPA, la que puede observarse en la tabla a continuación. Los motores no requieren de sistemas de catalizadores externos para satisfacer dichos niveles de emisiones.

Potencia	Monóxido de Carbono	Hidrocarburos (No Metano) + NO _x	Material Particulado
> 750 HP	2,6 g/HP.h	4,8 g/HP.h	0,15 g/HP.h

Tabla 1 – Niveles de Emisiones TIER 2 Non-Road

Fuente: EPA

La energía mecánica del motor es transferida a la bomba por medio de una transmisión, que opera como mecanismo de transferencia de potencia, torque y velocidad.

En aplicaciones de fractura, la transmisión se caracteriza por tener un diseño robusto debido a las exigencias de la aplicación; las operaciones son al 100% de la carga durante tiempos cíclicos y prolongados, con potencias de salida de entre 2.000 y 3.000 HP y siete u ocho velocidades de marcha, con una máxima velocidad nominal de salida de 2.100 rpm. En la figura 6 se puede apreciar una vista general de uno de estos equipos.



Figura 6 – Transmisión para Trailer de Fractura

Fuente: Catálogo de Proveedor

Una transmisión de fractura está compuesta por un conjunto de engranajes intercalados que son operados a través de un sistema eléctrico de control remoto (12 o 24 volts). Incluye además un convertidor de torque, un embrague electro-hidráulico y dos o más tomas auxiliares que son utilizadas por las compañías de servicio para diversas aplicaciones (bomba de lubricación externa, compresión de aire, etc.).

El sistema de refrigeración de la transmisión puede ser diseñado de diferentes maneras. Si el motor y la transmisión son de la misma marca, es común que el motor sea equipado con un intercambiador de calor externo que con el mismo fluido refrigerante del motor enfríe el lubricante de la transmisión. En casos donde el motor y la transmisión sean de diferentes fabricantes, debe enviarse el lubricante de esta última al radiador del tráiler, generando un circuito adicional de enfriado en el mismo.

El diseño del radiador va a depender del sistema de refrigeración utilizado (ATAAC o SCAC) y las condiciones ambientales del campo. Las disposiciones utilizadas

comúnmente son radiadores vertical u horizontal. Esta disposición va a afectar en gran medida el diseño del chasis y la ubicación de los camiones en sitio.

Los radiadores verticales son más económicos y sencillos puesto que utilizan el mismo eje del motor para impulsar el ventilador. Sin embargo, ofrece una limitación en cuanto a la orientación del tráiler en sitio, ya que el viento afecta su rendimiento. En aquellos sitios donde la intensidad de los vientos es considerable el flujo de aire emitido por las paletas de ventilador del motor se ve afectado y distorsiona el rendimiento del radiador, lo cual puede afectar el funcionamiento del motor.

Los radiadores horizontales son más caros pero se independizan de la orientación del tráiler. En estos casos, el ventilador es operado mediante un circuito hidráulico generado por una toma auxiliar del motor principal.

Aspectos geográficos como altura del sitio y temperatura ambiente son fundamentales para el diseño de los radiadores, además de para el diseño del motor principal.

Si bien los aspectos mecánicos mencionados anteriormente son, en su mayor medida, el desafío más importante la hora del diseño, la evolución en términos de sistemas de control de *power packages* ha sido significativa los últimos años. Los sistemas de control no sólo permiten regular las marchas, velocidades y potencias del *power package*, sino que combinan todos los trailers entre sí e inclusive con los otros equipos que forman parte del parque de equipamientos de fractura.

En la actualidad existen dos sistemas de juegos de control remoto utilizados en la mayoría de los equipos: un sistema de control es in-situ en el tráiler de fractura con un panel de visualización y control local, mientras que el otro tipo de control es remoto situado dentro de la cabina o vehículo de monitoreo a través de una conexión Ethernet inalámbrica. Los paneles de control permiten monitorear, proyectar y graficar en tiempo real los distintos parámetros y alarmas requeridas en el motor, la bomba y la transmisión.

CONCLUSIONES

La realidad energética argentina, en conjunto con los recientes descubrimientos geológicos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales en el área de Neuquén, ofrecen una inmejorable oportunidad para el desarrollo de la industria gasífera y petrolera argentina.

La tecnología necesaria para extraer dichos hidrocarburos no convencionales requiere de la utilización de un tipo particular de equipamiento conocido como tráiler de fractura, que, por la cantidad requerida y su factor de utilización, será ampliamente demandado por las empresas que brindan *Well Service*.

El presente trabajo ha profundizado en dichos aspectos y consideraciones, permitiendo una primera aproximación en la selección de sus componentes, en función de los parámetros principales que deben tenerse en consideración a la hora de comenzar con el diseño de los mismos.