

EXECUTIVE MBA 2018

**ALTERNATIVAS DE REEMPLAZO DE DIESEL POR GAS
NATURAL EN OPERACIONES DE FRACTURA
HIDRÁULICA EN YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES DE VACA MUERTA**

Ignacio Egaña

Tutor: **Mariano Gustavo Pérez**
Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Mayo 2022

AGRADECIMIENTOS

Principalmente a mi familia.

A Belu, por su amor, por haberme acompañado, incentivado y apoyado en realizar la Maestría, por motivarme siempre a ser una mejor persona y un mejor profesional. A mi vieja, por los valores y el sentido del esfuerzo para alcanzar las metas. A mis hermanos, por estar siempre presentes como pilares en mi vida.

A mis compañeros de cursadas, pero principalmente a Edu, Fran, Guido, Juan y Nico, los 5 amigos que me dio el EMBA bajo el nombre de Grupo 4. Grandes profesionales que me enriquecieron en todo momento y siempre lo seguirán haciendo,

A todo el cuerpo docente de la UTDT, la experiencia como alumno fue excelente y es una bandera que levanto siempre ante cada profesional que está pensando en realizar un MBA. A Mariano Gustavo Pérez, quien fuese el tutor del presente trabajo y me impulsó con su apoyo y conocimiento para que el mismo se haga realidad.

A mis compañeros del trabajo y de la industria, quienes me ayudaron y brindaron su conocimiento para poder desarrollar este trabajo, principalmente a Fernando Arias, José Bernasconi, Martín Sánchez, Carlos Fernández y Mario Mochkofsky.

Finalmente, gracias Sandra por haber aparecido esa tarde y haber actuado como un acelerador para terminar mi tesis.

RESUMEN

La fractura hidráulica de pozos es practicada desde hace casi 80 años, y juega un rol clave en la producción de hidrocarburos.

El objetivo principal de la fractura hidráulica es proporcionar una cantidad específica de energía en el fondo del pozo para propagar las fracturas en la roca objetivo. Esto se logra mediante el bombeo de fluidos en el fondo del pozo a una velocidad y presión gobernadas por la potencia hidráulica disponible. Para lograr este objetivo, una operación de fractura hidráulica se basa en equipos especialmente diseñados que pueden realizar la tarea de bombear productos formulados por el pozo y hacia el yacimiento a altas tasas y presiones.

Las operaciones de fractura hidráulica en yacimientos no convencionales son realizadas utilizando un “set” de fractura que generalmente se conforma por entre 18 y 25 bombas alimentadas a motores diésel, sumado al equipamiento adicional que conforma el set y que también es abastecido por diésel. Estos motores que impulsan las bombas funcionan convirtiendo la energía térmica en potencia hidráulica (HHP) que se utiliza para transportar el fluido al fondo del pozo. Al dimensionar una flota de fracturación hidráulica, el principal factor de control es la cantidad de potencia hidráulica requerida. La eficiencia con la que el sistema convierte la energía térmica en potencia hidráulica determina el consumo de combustible, que a menudo se utiliza como indicador de las emisiones. Sin embargo, el combustible que ingresa al sistema no siempre se quema por completo o de manera limpia, lo que afecta aún más el perfil de emisiones de una tecnología.

Hoy el mercado argentino en el no convencional cuenta con 8 sets de fractura activos, todos con motores diésel. Un set de fractura puede llegar a consumir aproximadamente 26.5 millones de litros de diésel por año y emitir más de 69 mil toneladas de dióxido de carbono a la atmosfera.

Para reducir la emisión de gases de efecto invernadero, existen alternativas de reemplazo de diésel que aun no han sido introducidas en el mercado local. Internacionalmente el gas natural está ocupando un rol fundamental en el

reemplazo del diésel, o en la combinación con el mismo para sustituir una parte del diésel en motores con tecnología de combustible dual. Aunque existen cuestionamientos si esta última alternativa es una solución para la reducción de emisiones, o solo una oportunidad de mejorar la ecuación económica de costos.

En un camino tan pronto como necesario que la industria del Oil & Gas requiere adoptar hacia la transición energética, la presente tesis buscó poner foco en las distintas alternativas para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en los procesos de fractura hidráulica mediante el uso de turbinas y motores eléctricos abastecidos a gas natural o gas de campo, en reemplazo de motores diésel, como así también analizar la viabilidad económica en la implementación de las mismas. Llegando a la conclusión que este combustible alternativo no solo representa un reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que además permite reducir el costo de construcción de pozos y su consecuente costo de desarrollo.

PALABRAS CLAVE

- “No Convencional”
- “Fractura Hidráulica”
- “Emisiones de Gases de Efecto Invernadero”
- “Combustible”

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	8
2. OBJETIVO GENERAL.....	11
3. OBJETIVOS ESPECIFICOS	11
4. METODOLOGIA	12
5. MARCO TEORICO	13
5.1. LA INDUSTRIA DEL OIL & GAS	13
5.2. RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES	19
5.3. VACA MUERTA.....	24
5.4. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)	26
5.5. FRACTURA HIDRÁULICA.....	28
6. MARCO EMPÍRICO.....	38
6.1. INTRODUCCIÓN.....	38
6.2. GASES DE EFECTO INVERNADERO	38
6.3. FACTORES QUE IMPACTAN EN LA EMISIÓN DE UN MOTOR.....	42
6.4. PRUEBA DE EMISIONES REALIZADA POR BJ ENERGY SERVICES	56
6.5. CONSIDERACIONES Y OPORTUNIDADES PARA EL MERCADO LOCAL EN ARGENTINA.....	67
7. CONCLUSIONES	70
8. BIBLIOGRAFIA Y FUENTE DE DATOS	73

INDICE DE FIGURAS Y TABLAS

FIGURAS:

Figura 1: Composición de la matriz energética Argentina.	8
Figura 2: Producción de hidrocarburos en el mundo por fuente entre 1980 y 1935.	10
Figura 3: Yacimiento clásico con acumulación de hidrocarburos, mostrando los contactos gas-petróleo y petróleo-agua.	18
Figura 4: Cuenca Neuquina.	24
Figura 5: Proyección de producción de Gas y Petróleo de Vaca Muerta.....	25
Figura 6: Esquema de fractura hidráulica.....	29
Figura 7: Variación de la conductividad y la resistencia en función del tipo de agente de sostén.	30
Figura 8: Set de Fractura en locación de Vaca Muerta.....	32
Figura 9: Unidad de Hidratación	33
Figura 11: Fracturador.....	35
Figura 12: Van de Monitoreo.....	35
Figura 13: Líneas de Alta Presión.....	36
Figura 14: Manifold.....	37
Figura 15: Abastecimiento de Arena (Sand Boxes)	37
Figura 16: Distribución de gases de efecto invernadero.....	39
Figura 17: Principio básico de una turbina a gas.	46
Figura 18: Principio básico de un motor diésel.	47
Figura 19: Fracturador con turbina de transmisión directa.	50
Figura 20: Fracturador con motor eléctrico que puede ser alimentado por motor recíprocante a gas natural o turbina.	51
Figura 21: Fracturador con adaptación dual-fuel.	52
Figura 22: Eficiencia típica de turbina en función de carga de motor.....	53
Figura 23: Ratio típico de sustitución de gas para motores de combustible dual según variación de carga.	54
Figura 24: Emisiones de CO ₂ para motores Tier II y Tier IV con cargas variables.....	56
Figura 25: Emisiones de CO _{2e} para diferentes flotas de fracturación en la Cuenca Permian.....	63
Figura 26: Emisiones de NO _x de los distintos tipos de motores.	65

Figura 27: Emisiones de CO de los distintos tipos de motores. 65

TABLAS:

Tabla 1: Valores potenciales de calentamiento global relativos a CO₂ 42

Tabla 2: Densidad energética de distintos combustibles. 44

Tabla 3: Eficiencia Térmica de distintos tipos de motores para fractura
hidráulica. 45

Tabla 4: Parámetros para el modelado de emisiones. 62

Tabla 5: Emisiones comparadas con Direct Drive Turbine en Permian. 64

1. INTRODUCCIÓN

MATRIZ ENERGÉTICA ARGENTINA

Según los últimos datos tomados de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos (ver Figura 1), más del 50% de la energía utilizada en nuestro país proviene del gas y el 30% del petróleo, es decir, la República Argentina depende casi exclusivamente de los recursos hidrocarburíferos como energías primarias. Si bien durante los últimos años se ha visualizado un crecimiento en las energías renovables, no existe actualmente ninguna otra fuente capaz de reemplazar el gas y el petróleo.

Sin ir más lejos, en el marco de las energías secundarias, el mercado eléctrico es alimentado en un 50% por gas natural.

Los proyectos de incorporación de capacidad de energía eléctrica muestran que la dependencia del gas va a aumentar, de la mano con el aumento de las energías renovables.

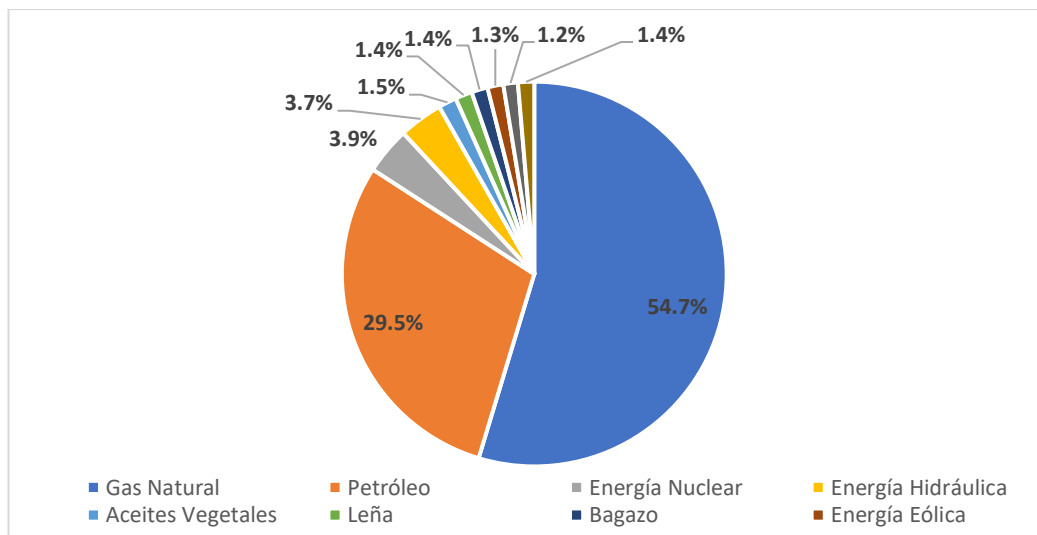


Figura 1: Composición de la matriz energética Argentina.

(Fuente: elaboración propia con datos obtenidos de la Subsecretaría de Recursos Hidrocarburíferos)

La Agencia Internacional de Energía (EIA), indica que Argentina tiene 802 trillones de pies cúbicos (TCF = trillions cubic feet), de gas de esquisto o shale gas (equivalentes a 21,7 billones de m³ o 3,5 billones de barriles), y 27.000 millones de barriles de tight oil (equivalentes a 170.000 miles de millones de m³) técnicamente recuperables para su comercialización.

Las reservas de shale gas son considerablemente más importantes que las existencias probadas de gas convencional que hay en la Argentina. Nuestros recursos no convencionales representan una oportunidad muy importante para nuestro país y solo con su aprovechamiento eficiente y responsable podremos convertirlos en riqueza para todos los argentinos.

MAPA ENERGÉTICO MUNDIAL

Aunque por evidentes cuestiones geológicas existe una correlación entre las zonas petrolíferas convencionales y los nuevos puntos de extracción de gas y petróleo shale, lo cierto es que la convergencia no es total.

Es que a principios de la década pasada, más del 80% del crudo mundial que se producía era convencional, en 2035 se estima que pasará a representar el 65%, mientras que los no convencionales avanzarán a más de un 15% en el mismo período¹ tal como se muestra en la Figura 2.

Lógicamente, si bien la variedad de escenarios posibles es muy grande y diversos factores podrían hacer cambiar todas esas cifras, si bien la tendencia es absolutamente clara: el petróleo convencional continuará retirándose progresivamente en favor del gas natural y los hidrocarburos no convencionales.

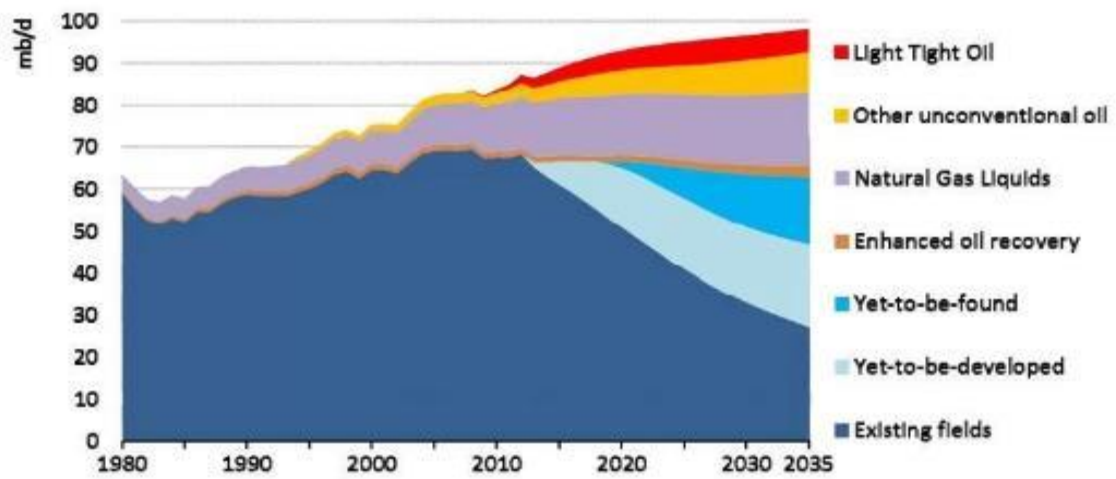


Figura 2: Producción de hidrocarburos en el mundo por fuente entre 1980 y 2035.

(Fuente: Agencia Internacional de la Energía)

2. OBJETIVO GENERAL

Este trabajo tuvo como objetivo general el estudio de las distintas alternativas tecnológicas en equipamiento para fractura hidráulica que existen en el mercado para yacimientos no convencionales con foco en reducir el impacto en emisiones de gases de efecto invernadero, como así también en el costo de construcción de pozos.

3. OBJETIVOS ESPECIFICOS

Por medio de la presente tesis, y a partir de la caracterización del abastecimiento y el consumo de combustible para los servicios de fractura, se analizaron las distintas alternativas disponibles para el reemplazo del diésel como único combustible utilizado actualmente en el país para abastecer las bombas de fractura por gas natural.

Este enfoque tuvo un claro objetivo en la reducción de emisiones de CO₂ y el impacto al medio ambiente, como así también en los costos operativos y logísticos, buscando optimizar la sostenibilidad y sustentabilidad de la operaciones de fractura en el no convencional.

Surgen de lo anteriormente expuesto las siguientes preguntas:

¿Cuáles son las tecnologías disponibles para reemplazar el consumo de diésel en las operaciones de fractura?

¿Cuáles son los modelos operativos en el shale de EE.UU. que pueden ser tomados como ejemplo?

¿Cuáles son las implicancias medio ambientales y de sustentabilidad relacionadas con esta iniciativa?

¿Cómo impacta esta iniciativa en los costos de la construcción de un pozo?

A lo largo de esta investigación se identificaron las principales particularidades del mercado, los desafíos a futuro, y posibles opciones que dan solución a problemas que enfrentan todas las empresas operadoras en su conjunto en el marco de la transición energética.

Se incorporaron resultados de estudios de proyectos de inversión, comparativas de costos y distinto material de consulta clave para la industria.

4. METODOLOGIA

La metodología de estudio de la presente tesis fue descriptiva, utilizando principalmente textos teóricos de aprendizaje, artículos publicados y bibliografía de Autores en la materia.

5. MARCO TEORICO

5.1. LA INDUSTRIA DEL OIL & GAS

El petróleo es el commodity de mayor comercio en los mercados del mundo. La utilización del gas natural como combustible se ha expandido en forma acelerada desde que se ha resuelto el problema de su transporte.

El hombre moderno acepta como natural la continua disponibilidad de petróleo y gas, y los beneficios que de ellos resultan, sin estar al tanto de la complejidad política, económica e histórica de una industria tan particular y diferente de las demás. Ella se caracteriza por ser la mayor industria extractiva, lo que implica la remoción de estos elementos no renovables en amplia escala. Por ser considerada una industria de capital intensivo y de alto riesgo, se requieren importantes y continuas inversiones.

En la actualidad, gran parte de los objetos que nos rodean tienen un origen común: derivan del gas y del petróleo como materias primas, es decir, son productos petroquímicos. La petroquímica es responsable de la producción de productos tales como el polietileno, el polipropileno, fibras sintéticas como el nylon, poliéster; los acrílicos, colorantes, adhesivos, pinturas, fármacos, cosméticos, etc. La agricultura se beneficia con otros productos derivados del petróleo y del gas, principalmente fertilizantes nitrogenados (como la urea) y componentes de herbicidas e insecticidas. Pero el mayor aprovechamiento de los hidrocarburos es el de ser quemados para generar energía. El uso como materias primas antes descripto posiblemente sólo requiera el 5% de la producción, mientras el restante 95% se destina a combustibles: motonaftas, gasoil, fuel oil, etc. Deben mencionarse otros dos importantes derivados del petróleo: los lubricantes líquidos y sólidos (grasas), y el asfalto, componente básico para la pavimentación de caminos.

En el mundo, el petróleo, el gas natural y sus derivados, en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 55% de la energía utilizada en transporte, industrias,

comercios y establecimientos residenciales¹; en la Argentina ese porcentaje es aún mayor. Las otras importantes fuentes de energía hoy en uso son la nuclear, el hidrocarburo sólido (carbón), y la energía hidráulica, que suele clasificarse como “renovable”. Otras fuentes renovables de energía, como la biomasa, la eólica y la solar, aún son de aplicación comercial más o menos restringida. Sin embargo, con el tiempo las fuentes renovables deberán ir gradualmente reemplazando a los hidrocarburos gaseosos, líquidos y sólidos como generadores de energía y éstos quedarán por un tiempo como irremplazables para su utilización como materias primas.

La producción mundial de petróleo y de gas natural está a cargo de las compañías conocidas como “petroleras”, aunque cada vez más están involucradas con otras energías. Estas compañías se agrupan en diferentes categorías: las empresas estatales, las “mega”, las integradas, las grandes independientes, las independientes de menor tamaño, las transportistas de gas y de petróleo, y las de distribución, en especial las de gas natural. Las compañías nacionales² son las que tienen como accionista controlante al gobierno del país en que se encuentran, y poseen gran parte de las reservas de petróleo y de gas del mundo. La mayoría tiene proyectos conjuntos con compañías privadas de otros países bajo variadas formas contractuales con el objeto de apoyarse mutuamente en el aprovechamiento de capitales y tecnologías.

¿QUÉ SON EL CARBÓN MINERAL, EL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL?

El carbón mineral, el petróleo y el gas natural, los combustibles fósiles de la naturaleza, son hidrocarburos provenientes de biomasa metamorfozada por centenares de millones de años de acción geológica y bacteriana; la biomasa proviene de la fotosíntesis producida por la energía solar, así que los combustibles fósiles podrían considerarse como “energía solar concentrada”.

¹ IAPG: El abecé del Petróleo y del Gas.

² National Oil Companies, NOC de sus siglas en inglés. YPF en Argentina.

Difieren entre sí por la relación molecular entre el carbono y el hidrógeno. El gas natural, que está constituido principalmente por metano, tiene una relación de 4 a 1 entre átomos de hidrógeno y átomos de carbono en la molécula. La variación es continua hasta llegar al carbón en el que la relación es de 1 a 1 (y menos) y está asociado, según el tipo de carbón, a hidrocarburos de alto peso molecular.

El petróleo está compuesto fundamentalmente por una mezcla de hidrocarburos de distintos números de átomos de carbono. Las moléculas de estos hidrocarburos pueden ser cerradas formando anillos (compuestos aromáticos) o abiertas, con ramificaciones o no (compuestos alifáticos). Tanto el petróleo como el carbón están acompañados por otros elementos en mucha menor proporción, como azufre, nitrógeno y sales inorgánicas.

La proporción de estos distintos compuestos varía según los yacimientos donde el petróleo se encuentra: la profundidad, la existencia de roca sello, el origen biológico de los sedimentos originales (marino, terrestre); haciendo que el petróleo pueda variar de color, desde el negro hasta el verde amarillento y el rojizo, y de densidad, desde petróleos livianos de densidad menor a $0,8 \text{ gr/cm}^3$ hasta petróleos pesados y viscosos que pueden ser inclusive más densos que el agua, hasta $1,02 \text{ gr/cm}^3$.

Del mismo modo varían sus propiedades físicas tales como viscosidad, índice de refracción, punto de ebullición, etc.

El petróleo es habitualmente menos denso que el agua e inmisible con ésta. Por ello en los yacimientos se encuentra embebiendo el sistema poral de la formación por encima del agua, y arriba del petróleo generalmente hay gas.

En cuanto al gas natural, está constituido preponderantemente por metano, que es el más simple de los hidrocarburos pues contiene un solo átomo de carbono. Pero puede contener hidrocarburos de 4 átomos de carbono y más. Cuando la proporción de hidrocarburos de cadena más larga es baja, se lo denomina gas

seco; si es más alta, se llama gas húmedo y el líquido que se separa durante la producción se denomina condensado de gas natural. También suele contener anhídrido carbónico e impurezas como sulfuro de hidrógeno.

CONDICIONES PARA LA EXISTENCIA DE YACIMIENTOS DE PETRÓLEO Y GAS

Un yacimiento de petróleo y/o gas debe estar asociado a una cuenca sedimentaria y para su existencia deben confluír los siguientes elementos:

- Carga de hidrocarburos
- Roca reservorio
- Trampa

Cuenca sedimentaria

La existencia de una cuenca sedimentaria es condición forzosa para la existencia de un yacimiento de hidrocarburos. Una cuenca sedimentaria es una depresión de la corteza terrestre con tendencia a hundirse (subsistir) y donde se depositan las rocas sedimentarias. Las rocas sedimentarias son las únicas en las cuales se generan los hidrocarburos y también donde mayormente éstos se acumulan (existen algunos casos excepcionales, cuando las acumulaciones de petróleo y gas ocurren en rocas graníticas, volcánicas o metamórficas).

Carga de hidrocarburos

Para que una roca sea cargada con hidrocarburos, es necesario que se trate de un tipo de roca que los pueda generar para luego producir su expulsión y migración hacia el reservorio. Allí el hidrocarburo quedará almacenado hasta su explotación por el hombre o que salga a superficie formando manaderos.

Normalmente a esa profundidad no hay oxígeno, por lo cual la materia orgánica se preserva. Estos sedimentos del fondo, en general arcillosos, constituyeron lo que luego sería la “roca generadora” de petróleo. Esta roca es a su vez cubierta por otros sedimentos y así va quedando enterrada a una profundidad cada vez

mayor, sometida a presiones y temperaturas más altas de las que soportaba cuando se depositó.

La generación de petróleo y/o gas se produce como en una cocina. Cuando la roca generadora se calienta, la materia orgánica se va transformando y descomponiendo hasta llegar a los compuestos orgánicos más simples, que son los hidrocarburos. Para que todo este proceso tenga lugar es necesario que transcurra mucho tiempo (millones de años). Por eso se dice que el petróleo es un recurso no renovable, pues el tiempo que tarda en formarse es enorme comparado con la duración de la civilización humana.

Al estar en profundidad, la roca generadora está sometida a presión, lo que hace que poco a poco el petróleo o gas generado sufra la “expulsión” de la roca generadora (del mismo modo que al apretar un trapo húmedo). Ese hidrocarburo se desplaza a través de pequeñas fisuras o por el espacio poral que hay entre los granos de las rocas vecinas, empujando parte del agua que suele estar ocupando esos espacios. El petróleo y el gas, al ser más livianos, desplazan al agua cuando se mueven hacia arriba buscando lugares de menor presión. El proceso durante el cual el petróleo y el gas pueden llegar a viajar grandes distancias (hasta cientos de kilómetros) se llama “migración”.

Cuando los hidrocarburos no pueden alcanzar la superficie pues se encuentran con una barrera que les impide continuar, empiezan a acumularse en un lugar bajo la superficie del suelo, dando origen a un yacimiento o acumulación, tal como se muestra en la Figura 3.

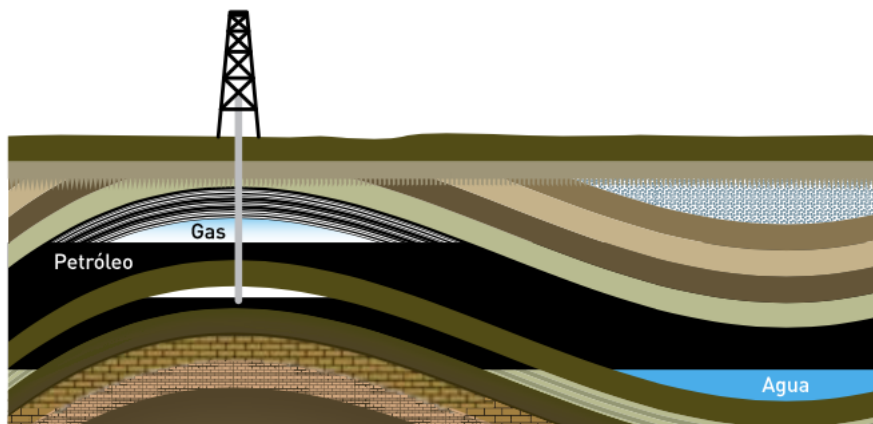


Figura 3: Yacimiento clásico con acumulación de hidrocarburos, mostrando los contactos gas-petróleo y petróleo-agua.

(Fuente: IAPG "El abecé del petróleo y del gas: en el mundo y en la Argentina")

Roca reservorio

El petróleo se encuentra "embebido" en cierto tipo de rocas, a las que se denomina reservorios. Un reservorio es una roca que tiene espacios que pueden contener fluidos dentro de sí, denominados poros, que son capaces de contener petróleo o gas del mismo modo que una esponja contiene agua. Un ejemplo de ellos es un manto de arena, donde los poros son los espacios que hay entre los granos. La capacidad de los poros de contener distintos tipos de fluidos puede observarse en cualquier playa, donde es fácil distinguir entre la arena "seca" y la arena "mojada". Esta última tiene sus poros llenos (o mejor dicho saturados) de agua, mientras que en la arena "seca" están llenos de aire. En un yacimiento, los poros del reservorio están saturados con petróleo o gas.

Hay dos propiedades fundamentales que describen un reservorio: porosidad y permeabilidad. La porosidad es el porcentaje de espacios libres (poros) respecto del volumen total de roca y da una medida de su capacidad para almacenar fluido. La permeabilidad describe la facilidad con que un fluido dado puede moverse a través de los poros de la roca; esta propiedad controla el caudal que puede producir un pozo ya sea de agua, petróleo o gas. Los hidrocarburos al cargar el reservorio no pueden reemplazar totalmente al agua que originalmente

ocupaba a los poros, así siempre una parte del espacio poral está ocupada por agua. La saturación de hidrocarburos expresa el porcentaje del espacio poral que está ocupado por petróleo o gas.

Trampa

Para que se forme un yacimiento, el petróleo y el gas tienen que concentrarse en un lugar, evitando escapar hacia la superficie. Este elemento que favorece la concentración es la trampa. Haciendo analogía, la trampa funciona como un vaso de vidrio lleno de aire que se sumerge invertido en agua: hace falta un material impermeable o sello (el vidrio) y una forma o trampa que contenga al aire (la forma de vaso).

El sello funciona como una barrera que impide el ascenso vertical del hidrocarburo y está compuesta por una roca impermeable, que cubre al reservorio. En general es una roca arcillosa aunque puede tener otra naturaleza como sal, yeso y hasta rocas volcánicas.

Hay dos formas básicas de trampa, la trampa estructural que se produce por deformación del reservorio junto con el sello que lo cubre y deja zonas de las cuales no puede escapar el hidrocarburo en su movimiento ascendente. Los tipos más comunes corresponden a los anticlinales y domos. La trampa estratigráfica se produce por cambios en la sedimentación del reservorio. Estos cambios representados por pérdida de espesor, porosidad o permeabilidad del reservorio interrumpen la migración del hidrocarburo desarrollándose el yacimiento pendiente abajo del cambio.

5.2. RESERVORIOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

RESERVORIOS CONVENCIONALES

En los reservorios o yacimientos convencionales, las características porosas y permeables de las rocas que los conforman permiten que los hidrocarburos

contenidos en sus poros microscópicos fluyen bajo ciertas condiciones hacia el pozo. En estas acumulaciones, por supuesto, es necesario que exista un sello natural (trampa), que haya evitado la fuga del hidrocarburo en su migración desde la roca generadora hacia la superficie. En los reservorios convencionales, además, es normal encontrar (por la densidad y flotabilidad de los hidrocarburos) una columna de agua por debajo del petróleo o del gas acumulado. En general, estos reservorios pueden ser desarrollados a través de pozos verticales con las técnicas utilizadas tradicionalmente y con buen caudal de producción, que incluyen técnicas de estimulación especiales (como la estimulación hidráulica) para mejorar sustancialmente la permeabilidad del reservorio.

RESERVORIOS NO CONVENCIONALES

Se le dio el nombre de “no convencional” a todo reservorio que difiere de las trampas “convencionales”. En la actualidad, el término “no convencional” se utiliza de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios tradicionales. Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distinta complejidad, se incluyen numerosos tipos³:

Gas y petróleo en rocas generadoras (shale gas/ shale oil)

Son las formaciones generadoras de los sistemas petroleros convencionales. Son rocas sedimentarias de grano fino, con variable cantidad de carbonatos, sílica o cuarzo y arcillas, más un alto contenido de materia orgánica.

Reservorios compactos (tight)

Definición arbitraria que no depende de la conformación y composición de la roca, sino de su permeabilidad (facilidad de los fluidos para moverse dentro de ella), que es tan baja, que no permite el flujo del gas hacia el pozo, aunque no tanto como la de los esquistos y lutitas.

³ IAPG: El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales

Existen otras formaciones o estado de los hidrocarburos que también se consideran no convencionales, como el metano en lechos de carbón (coal bed methane); petróleo en arcillas (oil shale); los petróleos pesados (heavy oils); el alquitrán en arenas (tar sands); el petróleo extra pesado (extra heavy oil); y los hidratos de metano. Algunos de estos recursos no convencionales se encuentran actualmente en explotación comercial, como el metano en lechos de carbón (Estados Unidos y Australia); el petróleo extra pesado (Venezuela); y el alquitrán en arenas (Canadá), mientras que otros aún no cuentan con un desarrollo tecnológico que permitan su aprovechamiento.

Los hidrocarburos de reservorios “no convencionales” son los mismos que se vienen explotando desde hace un siglo, a partir de los llamados yacimientos “convencionales”. Sólo cambia el tipo de roca en la que se encuentran, lo cual implica algunas diferencias respecto de las técnicas tradicionales de extracción.

Como se mencionó anteriormente, la roca generadora está compuesta, en su mayor parte, por arcillas con un pequeño contenido de arenas y material carbonático. Dependiendo de su composición, es habitual denominarla con el término extranjero “shale”, incluso en textos escritos en español. También, como “lutita” o “esquisto”. Términos como “gas de esquisto” o “shale gas”, refieren al gas contenido en este tipo de rocas, aunque para ser exactos, la formación Vaca Muerta, por ejemplo, es una pelita (sedimentaria) con alto contenido de materia orgánica.

Una de las características principales de esta roca generadora es su relativa baja porosidad y escasa permeabilidad (semejante, para dar una idea, a la del asfalto de la ruta). Es decir que, en la roca generadora, el petróleo y el gas se encuentran encerrados u ocluidos en millones de poros microscópicos, sin contacto entre ellos. Por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación ni escapar de ella.

Pero, se sabe, la corteza terrestre se mueve. Y esos movimientos, sumados al propio proceso de generación de los hidrocarburos, fueron rompiendo la roca generadora y produciendo innumerables fisuras. A través de estas pequeñísimas fisuras, parte de los hidrocarburos pudo escapar. Las fisuras, entonces, se convirtieron en verdaderos caminos por los cuales una parte del petróleo y del gas contenidos en la roca generadora pudo liberarse de ella y comenzar a migrar hacia otras formaciones, más porosas y permeables.

Algunos llegaron a la superficie, en donde se perdieron para siempre (aún es posible encontrar lo que habitualmente se llama “manaderos naturales”). Pero durante la migración, muchas veces, los hidrocarburos se encontraron en su camino con alguna estructura impermeable; un “techo”, que les impidió continuar con su desplazamiento el cual se definió anteriormente como trampa.

Sin embargo, no todos los hidrocarburos pudieron abandonar la roca generadora y migrar hasta llegar a las trampas para formar parte de yacimientos. Gran parte del gas y del petróleo quedó allí, en la roca que los generó, en las formaciones shale, sin migrar jamás, algo que se conoce desde hace muchos años. De hecho, siempre se supo que las rocas generadoras contenían gran cantidad de hidrocarburos. El problema era que la tecnología existente no servía para extraerlos en forma económica y sustentable.

También se conocían otras estructuras de baja permeabilidad y porosidad – aunque no tan bajas como las de las rocas generadoras– que contenían hidrocarburos, cuya extracción resultaba igualmente inviable: las llamadas “arenas compactas” (en inglés, tight sands).

Entonces, hace algunas décadas, en los Estados Unidos se empezó a buscar la manera de explotar los hidrocarburos de esas arenas compactas. La idea más sensata fue abrir fisuras en la formación; es decir, generar caminos, para que el gas y el petróleo pudieran escapar, como lo habían hecho alguna vez, naturalmente. En definitiva, mejorar la permeabilidad de manera artificial.

Para abrir esas fisuras se decidió echar mano a un método conocido, que se utilizaba desde hacía décadas en reservorios convencionales: la inyección de un fluido a gran presión, junto con arena, esta última como soporte para apuntalar las fisuras abiertas.

Y funcionó, las arenas compactas liberaban los hidrocarburos por las fisuras abiertas artificialmente y apuntaladas por la arena.

Este mismo método aplicado a la roca generadora, se aplicó al shale, aún más impermeable. En este caso se trataba de reabrir las fisuras que había generado la naturaleza durante el proceso de formación de los hidrocarburos, apuntalarlas con arenas especiales e interconectarlas entre sí. La investigación comenzó en los años 70 y a partir de 1995 se hizo viable económicamente. Mediante esta técnica la roca generadora liberaba su carga de gas y petróleo. A este método para crear permeabilidad artificial lo llamamos “estimulación hidráulica”, aunque es habitual encontrar información en donde se lo denomina “fractura hidráulica”, “hidrofractura” o “fracking”.

Esta técnica, desarrollada en los años 40 en los Estados Unidos para mejorar la permeabilidad de los reservorios convencionales, se aplica regularmente en la Argentina desde fines de los años 50 al punto que la mayor parte del gas que abastece nuestras casas y del petróleo proviene de pozos que han recibido tratamiento de estimulación hidráulica.

Dijimos que desde hace más de un siglo la actividad de las empresas de exploración y producción de petróleo y gas se concentró en explorar y desarrollar los reservorios “convencionales”. Así que, por contraste, a los reservorios de arenas compactas y a los ubicados en rocas generadoras, entre otros, se los llamó “no convencionales”. Los hidrocarburos convencionales y los no convencionales son iguales. Son exactamente el mismo gas y el mismo petróleo. Lo que cambia es el tipo de reservorio en el que se encuentran y, por lo tanto, existen algunas diferencias en las técnicas de extracción. Los reservorios convencionales pueden requerir la ayuda de la estimulación hidráulica o no. Para los no convencionales (en este caso provenientes de reservorios tight y shale) la

estimulación hidráulica es una condición sine qua non, y a una escala mayor que en el caso de los convencionales.

5.3. VACA MUERTA

La Cuenca Neuquina (ver Figura 4) está ubicada al este de los Andes en el norte de la Patagonia. Cubre un área de más de 120.000 km² en el oeste central de la Argentina, abarcando las provincias de Neuquén y parte de Mendoza, La Pampa y Rio Negro.

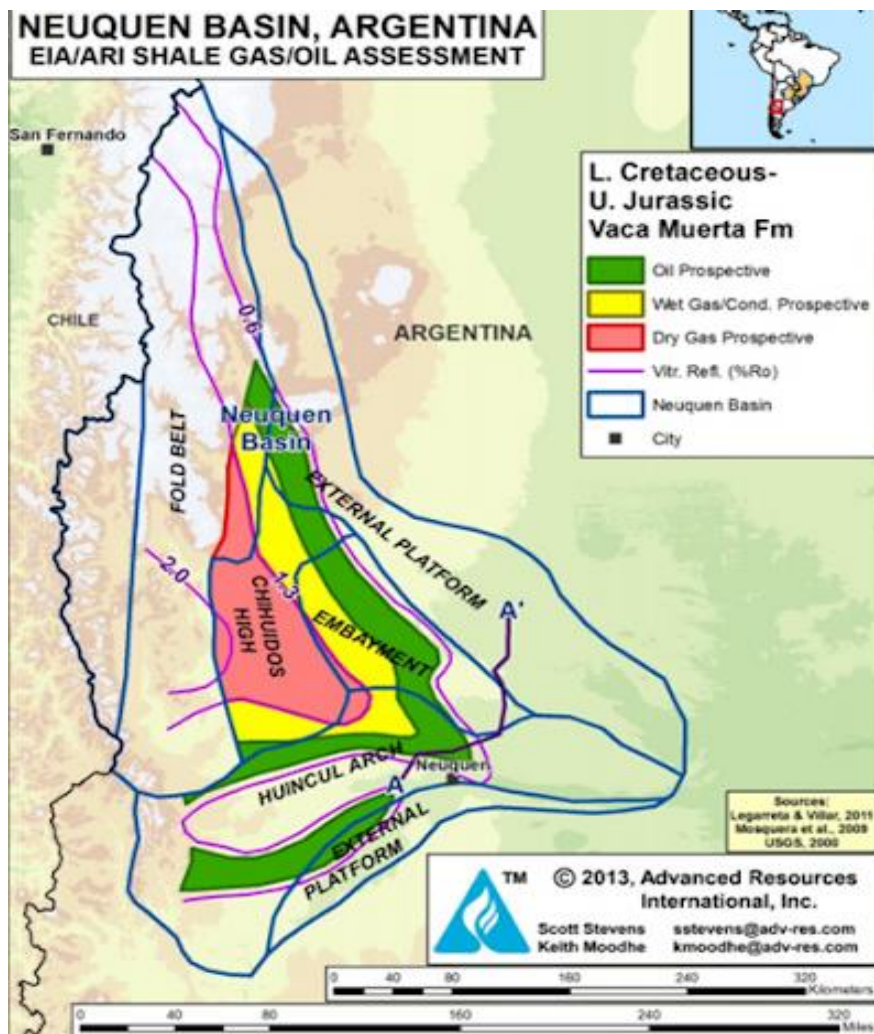


Figura 4: Cuenca Neuquina.

(Fuente: Advanced Resources International, Inc. 2013)

Vaca Muerta es una formación geológica de shale (petróleo de esquisto o shale oil y gas de lutita o shale gas) con una superficie estimada de 30.000 km² y un espesor entre 60 y 520 metros, que la constituye uno de los reservorios de hidrocarburos no convencionales más grandes del mundo, con un potencial de gas de 308 TCF⁴ y 16,2 miles de millones de barriles.

Dicha formación ha sido caracterizada a través de una campaña de adquisición de datos entre los años 2010 y 2013. El estudio incluyó el procesamiento de 395 km² de sísmica 3D, 145 pozos con control geológico, 224 perfiles open hole y 23 operaciones de microsísmica, entre otros.

Hoy Vaca Muerta es un recurso de clase mundial que está ocupando un rol protagónico en la realidad energética del país, siendo el segundo play de gas no convencional en el mundo y cuarto play en petróleo no convencional. En la siguiente Figura 5 se puede visualizar la proyección de producción de gas y petróleo para la Cuenca Vaca Muerta.

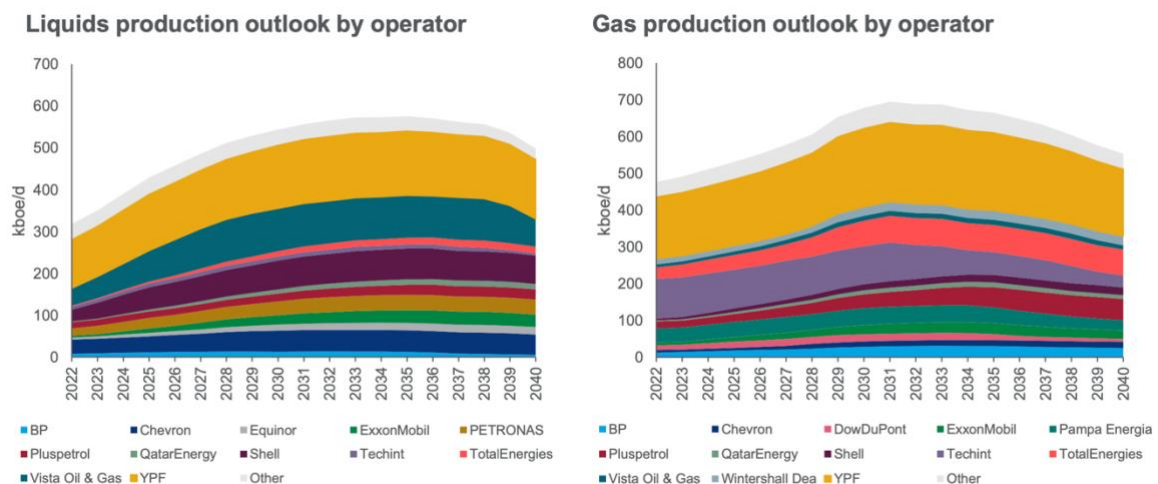


Figura 5: Proyección de producción de Gas y Petróleo de Vaca Muerta.

(Fuente: Wood Mackenzie, Marzo 2022)

⁴ TCF: Trillion Cubic Feet (Trillones de pies Cubicos)

5.4. ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P)

EXPLORACIÓN: RELEVAMIENTO SÍSMICO

A partir de relevamientos superficiales, se determina una zona candidata a contener hidrocarburos en el subsuelo. Luego de este primer paso, a dicha zona se llevan camiones sísmicos especialmente equipados, que producen vibraciones. Dichas vibraciones se propagan en forma de ondas sonoras, que viajan por el subsuelo, y son, luego, recibidas en la superficie por un instrumento llamado “geófono”. Como los distintos tipos de rocas ubicadas debajo de la superficie reflejan estas ondas sonoras de manera diferente, es posible analizarlas y procesar los resultados con algoritmos matemáticos para generar un mapa de lo que hay debajo del terreno. Con esos mapas se definen las estructuras en las que podrían encontrarse los hidrocarburos y hacia donde se dirigirá el pozo de exploración.

PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DEL POZO

El primer paso es preparar la plataforma en la que el equipo de perforación va a ser ensamblado. Esta plataforma se conoce como “locación”.

Un gran equipo de perforación hace girar una tubería de acero con un trépano en el extremo. A medida que se tritura la roca y el pozo va ganando en profundidad, se agregan tramos de cañería desde la superficie. Las cañerías están fabricadas de aceros especiales y se trata de caños sin costura, provistos de roscas con precisiones milimétricas.

En la explotación, dependiendo de las condiciones, los pozos pueden ser verticales u horizontales. Los pozos verticales se perforan hasta una profundidad determinada; los horizontales también se perforan hasta una profundidad vertical predeterminada, pero luego se “horizontalizan” a lo largo de cientos a un par de miles de metros.

Si bien los pozos horizontales permiten entrar en contacto con una mayor superficie de la formación y esto los convierte en más productivos, inicialmente son más costosos que los pozos verticales.

A medida que avanza la perforación, el pozo es encamisado con cañerías de aceros especiales, que luego son cementadas a las paredes del pozo para asegurar su hermeticidad. Así, las fuentes de agua subterránea quedan protegidas y se evita cualquier tipo de contaminación.

Una vez que el pozo se perforó hasta la profundidad determinada, y siempre y cuando se hayan descubierto hidrocarburos, se baja por dentro de la primera, otra tubería de acero, que también es cementada a las paredes del pozo para garantizar su hermeticidad. Este sistema de tuberías y cemento se denomina “casing” o “encamisado”. Puede decirse, a modo de ejemplo, que en sectores de la Cuenca Neuquina en donde la formación Vaca Muerta se encuentra a unos 3.000 metros de profundidad, la perforación de un pozo hasta alcanzar dicha formación demanda de unos 20 días de trabajo. A partir de entonces, se colocan válvulas en el extremo superior de la cañería (boca de pozo) y el equipo de perforación se retira de la locación. Estas válvulas son las que permitirán controlar el pozo en producción, al regular el flujo del gas y del petróleo y, de ser necesario, interrumpirlo por completo. También permitirán que otros equipos puedan ingresar en el pozo de manera segura para realizar el mantenimiento. Por su forma y disposición, a este conjunto de válvulas se lo llama “árbol de Navidad”.

Una vez completadas estas operaciones, por el interior del pozo se baja una herramienta para perforar la parte inferior de la tubería de acero, frente a la formación que contiene los hidrocarburos. Mediante este “punzado”, se atraviesan la cañería de acero y el cemento, en forma controlada y, así, el interior queda conectado con la formación en la que se encuentran el petróleo y el gas, permitiéndoles que fluyan hacia la superficie por el interior del pozo.

En algunos casos particulares de desarrollo de formaciones convencionales, y en todos los casos de las no convencionales, el paso siguiente es estimular la formación geológica.

En el caso de los no convencionales, se inyecta, como ya dijimos, un fluido conformado por agua y arena a gran presión, junto con una muy pequeña porción de algunos químicos específicos, reabriendo y conectando entre sí fisuras en la formación. El objetivo es aprovechar la red de fisuras naturales de la roca para facilitar el flujo de gas y petróleo hacia el pozo.

5.5. FRACTURA HIDRÁULICA

Habiendo introducido el proceso de formación de hidrocarburos y las características de distintos tipos de reservorios, haremos foco sobre el método de estimulación que facilita la extracción del shale oil y shale gas, la fractura hidráulica.

La fractura hidráulica es el proceso de bombeo de fluido en un pozo a un caudal de inyección lo suficientemente alto para romper la formación. Durante la inyección la resistencia al flujo en la formación aumenta, la presión en el pozo aumenta a un valor llamado presión de ruptura. Una vez que la formación se "rompe", se forma una fractura y el fluido inyectado fluye a través de él desde los punzados. Este proceso se realiza entre 10 y 50 veces por pozo⁵, en donde cada uno de los bombeos con el fluido y el agente de sostén es conocido como etapa de fractura. El número de etapas de fractura en un pozo depende del plan de fractura definido por los especialistas en estimulación

Con esta fractura se crea un canal de flujo de gran tamaño que no sólo conecta fracturas naturales sino que produce una gran área de drenaje de fluidos del reservorio, incentivando la producción desde el reservorio.

⁵ La cantidad de etapas de fractura de un pozo dependerá de la longitud del pozo y del plan de fractura de la Operadora.

Utilizando la fractura hidráulica (ver Figura 6) aumenta el caudal de producción en el tiempo, y en un yacimiento no convencional, donde la permeabilidad y la porosidad son tan bajas, sin utilizar fractura hidráulica es imposible extraerlo del mismo, y es por eso la importancia de esta técnica para desarrollar los recursos de Vaca Muerta.

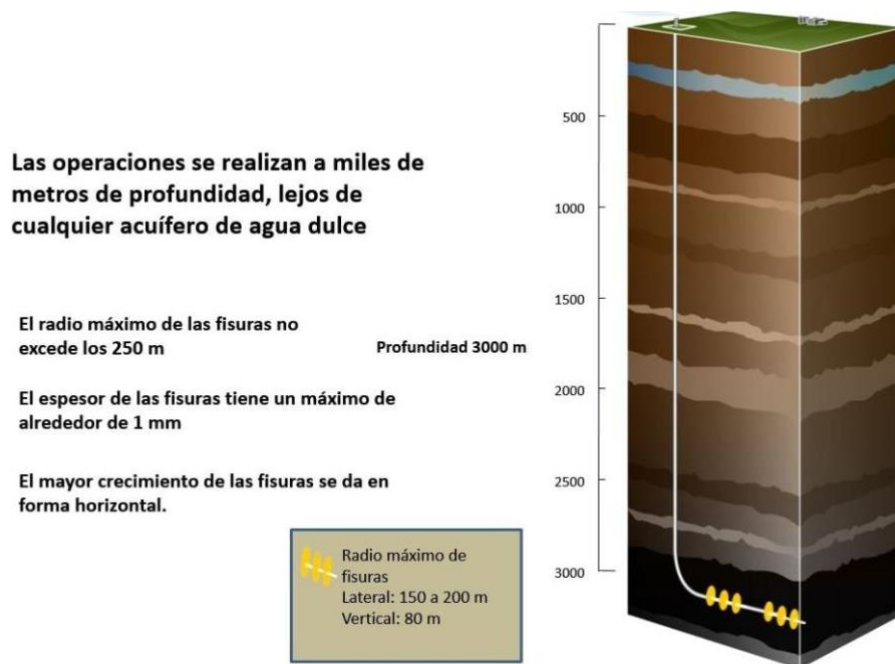


Figura 6: Esquema de fractura hidráulica.

(Fuente: IAPG 2021)

COMPONENTES DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

En el caso de la extracción de hidrocarburos no convencionales, el fluido utilizado para generar fisuras en la roca está compuesto aproximadamente en un 94% por agua, 5% agentes de sostén y menos de 1% compuestos químicos, que pueden ser entre 8 y 15 compuestos diferentes⁶.

Agentes de sostén

⁶ Las proporciones son aproximadas y pueden variar según el plan de fractura de cada Operadora.

Los agentes de sostén se utilizan para sostener las paredes de la fractura separadas, para crear un camino conductivo al pozo después que el bombeo se ha detenido y el fluido de fracturación se ha filtrado.

Los tipos de agentes de sostén son:

- Arena
- Arenas recubiertas en resina (resinadas)
- Cerámicos. Bauxita sinterizada

Para definir el tipo de agente de sostén a utilizar es necesario conocer el esfuerzo al cual será sometido. En la siguiente Figura 7 se puede visualizar los distintos tipos de agente de sostén y sus características.



Figura 7: Variación de la conductividad y la resistencia en función del tipo de agente de sostén.

(Fuente: YPF)

Fluidos de Fractura

Los sistemas de fluidos para tratamientos de estimulación hidráulica tienen como objetivo lo siguiente:

- Crear y Mantener la fractura abierta.
- Transportar el agente de sostén.
- Mantener en suspensión el agente de sostén en la fractura.

- Minimizar el daño a la formación.

A su vez, los fluidos de fractura deben contar con propiedades (físicas, químicas y reológicas) que permitan alcanzar eficientemente los objetivos propuestos.

Estas son:

- Viscosidad adecuada para mantener en suspensión el agente de sostén en condiciones estáticas y con buena capacidad de transporte en condiciones dinámicas.
- Baja carga polimérica para evitar el daño a la formación.
- Baja pérdida de fluido para asegurar alcanzar la geometría deseada.
- Bajas pérdidas por fricción.
- Compatible con el reservorio para evitar depositaciones indeseadas.
- Compatible con los productos químicos que conforman el sistema de tratamiento para evitar reacciones indeseadas.
- Estable con la temperatura para que mantenga sus propiedades.
- Capacidad para romperse para facilitar el retorno a superficie (flowback)
- Amigables con el medio ambiente y seguros en su manipuleo.

Los sistemas de fluido más utilizados en las operaciones no convencionales han ido evolucionando históricamente desde sus inicios en una combinación de los siguientes tipos de sistemas de fluidos:

- Gel lineal.
- Gel crosslinkeado (reticulado).
- Slickwater (agua con reductor de fricción).
- Híbridos (combinación de los anteriores).
- HVFR (High Viscosity Friction Reducer).

Es importante destacar que independientemente del tipo de fluido seleccionado en un reservorio, la eficiencia de este radicará en poder fracturar la mayor cantidad de roca y transportar el apuntalante a la red de fractura generada, es decir, lograr el máximo SRV (stimulated reservoir volume).

Set de Fractura

A continuación se detallará el equipamiento y las capacidades operativas de un set de fractura estándar.

El equipamiento del set de fractura tipo es el siguiente:

- Blender.
- Unidad de Hidratación.
- Bombeadores de alta presión – Fracturador.
- Proporcionador de apuntalante - Areneros.
- Van de monitoreo.
- Manifold.
- Líneas de alta presión.



Figura 8: Set de Fractura en locación de Vaca Muerta

(Fuente: YPF)

- **Unidad de Hidratación**

La unidad de hidratación, es un equipo de mezclado continuo que proporciona gel lineal al blender. El sistema mezcla continuamente gel concentrado o polímero seco, el agua de fractura y sus aditivos.

Si bien el set de fractura puede prescindir de esta unidad, este equipo presenta las siguientes ventajas:

- Reducción de tiempos de gelificado.
- Reducción de costos de volumen muerto de fluido sobrante en los tanques.
- Ventajas medioambientales.
- Calidad de gel más uniforme.
- Minimiza la degradación por bacterias



Figura 9: Unidad de Hidratación

(Fuente: Schlumberger)

- Blender

Este equipo está diseñado para mezclar agentes de sostén como así también aditivos químicos líquidos y secos con fluidos de fractura. La operación de los blender es de gran importancia en la calidad de la estimulación.

Las parte mas importantes son:

- Control del equipo : Automático o manual.
- Dosificador de sólidos : 2 o 3 tornillo Activado automático o manual.
- Bombas de aditivos líquidos y solidos : Activado automático o manual.
- Batea de mezclado: Con agitador o Centrífuga.



Figura 10: Blender

(Fuente: Halliburton)

- **Bombardadores de Alta Presión – Fracturador**

La bomba para estimulación es una unidad de bombeo para servicio de fracturas y está diseñada para aplicaciones de alto caballaje. Bombea al pozo fluido de fractura a alta presión y caudal. La unidad puede ser equipada con distintos fluidos dependiendo de los requisitos de presión y caudal de los diferentes tratamientos.

Esta compuesta por:

- Power End (Parte Mecánica).
- Fluid End (Parte Hidráulica).

El Power End convierte la acción rotatoria a acción recíproca de energía que es aplicada a los émbolos del Fluid End.

Un set de fractura está compuesto por varias unidades de bombas. Puede ir desde dos bombas para una fractura sencilla en un pozo de reservorio convencional, hasta cerca de treinta bombas en una operación de fractura simultánea en un reservorio no convencional.



Figura 11: Fracturador

(Fuente: Halliburton)

- **Van de Monitoreo**

La unidad de monitoreo de parámetros lleva a cabo todas las funciones esenciales de monitoreo y diseño convencional. Tienen la capacidad para controlar de manera remota el blender y las bombas de estimulación.



Figura 12: Van de Monitoreo

(Fuente: Halliburton)

- **Líneas de alta presión**

La tubería de alta presión es utilizada en todos las fracturas hidráulicos debido a las presiones desarrolladas durante el curso de un trabajo. El equipo de alta presión se utiliza para:

- Proveer flujo desde las bombas de alta presión hasta el pozo.
- Tiene una capacidad de 18 BBl/min por cada línea de 3" a una presión máxima de trabajo de 15,000 psi.

Los componentes principales que se encuentran en la línea son:

- Sensor de Presión.
- Densímetro.
- Uniones giratorias.
- Válvula Check.
- Válvula tapón.
- Válvula de alivio.



Figura 13: Líneas de Alta Presión

(Fuente: YPF)

- **Manifold**

Este material cumple la función de unir pasajes de fluidos provenientes del blender y conducirlo a las bombas y de estos hacia la línea de fractura.



Figura 14: Manifold

(Fuente: Halliburton)

- **Proporcionador de Apuntalante – Arenero**

El proporcionador de apuntalante es usado para dosificar precisamente el apuntalante al blender durante las operaciones de fractura⁷.



Figura 15: Abastecimiento de Arena (Sand Boxes)

(Fuente: YPF)

⁷ La provisión de arena puede realizarse con sand boxes o mediante silos que es otro sistema común en la industria.

6. MARCO EMPÍRICO

6.1. INTRODUCCIÓN

A continuación, revisaremos las características de los equipos que actualmente son utilizados en el mercado del Shale en Estados Unidos para la fractura hidráulica, el consumo asociado de combustible y el impacto en las emisiones de gases de efecto invernadero según su configuración.

A partir de una metodología experimental, exploratoria y descriptiva, con fuentes documentales y de campo y con la finalidad de evaluar el uso de gas como principal combustible para las operaciones de fractura hidráulica.

Repasaremos la situación actual en Argentina, y la oportunidad que se presenta tanto en lo referido a transición energética, y así también como una de las alternativas más potentes en lo referido a reducción de costos.

La información contenida surge del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas IAPG y el Ministerio de Energía, como así también de publicaciones técnicas especializadas, visitas a congresos, informes emitidos por organismos gubernamentales, visitas a campo, y entrevistas con los principales proveedores del servicio.

Con el objetivo de obtener un mejor entendimiento se realiza una desagregación de este en varias etapas: Gases de Efecto Invernadero, Factores que Impactan en las Emisiones, Tipos de Motores, y Emisiones según Tipo de Motor.

6.2. GASES DE EFECTO INVERNADERO

El gas de efecto invernadero es “cualquier gas que tiene la propiedad de atrapar calor en la atmósfera mediante la absorción de la radiación infrarroja (energía

térmica neta) emitida desde la superficie de la Tierra y su irradiación a la superficie de la Tierra, contribuyendo así al efecto invernadero”. El dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso y los gases fluorados son los gases de efecto invernadero más importantes según la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA).

Dióxido de carbono (CO₂): El dióxido de carbono ingresa a la atmósfera a través de la quema de combustibles fósiles (carbón, gas natural y petróleo), residuos sólidos, árboles y otros materiales biológicos; y también como resultado de ciertas reacciones químicas (p. ej.: fabricación de cemento). El dióxido de carbono se elimina de la atmósfera (o "secuestra") cuando lo absorben las plantas como parte del ciclo biológico del carbono.

La siguiente Figura 16 nos muestra la distribución de emisiones para los principales cuatro gases de efecto invernadero.

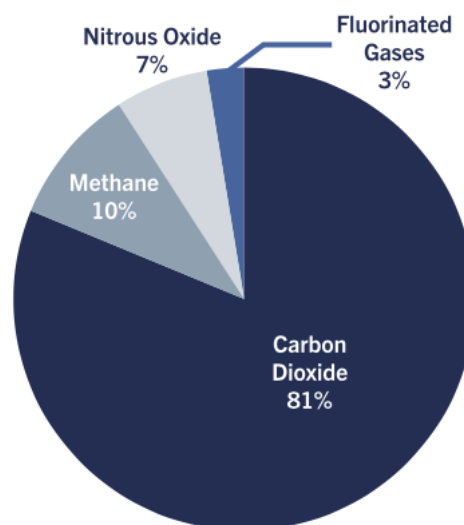


Figura 16: Distribución de gases de efecto invernadero

(Fuente: EPA 2021)

Metano (CH₄): El metano se emite durante la producción y el transporte de carbón, gas natural y petróleo. También se generan emisiones de metano en prácticas ganaderas y otras prácticas agrícolas y a raíz de la descomposición de residuos orgánicos en rellenos sanitarios municipales para residuos sólidos.

Óxido nitroso (N₂O): El óxido nitroso se emite durante actividades agrícolas e industriales, en la combustión de combustibles fósiles y residuos sólidos y también durante el tratamiento de aguas residuales.

Gases fluorados: Los hidrofluorocarbonos, los perfluorocarbonos, el hexafluoruro de azufre y el trifluoruro de nitrógeno son gases de efecto invernadero sintéticos y potentes que se emiten en diversos procesos industriales. En ocasiones, los gases fluorados se utilizan como sustitutos de sustancias que destruyen el ozono de la estratósfera (p. ej.: clorofluorocarbonos, hidrofluorocarbonos y halones). Estos gases habitualmente se emiten en pequeñas cantidades pero, como son gases de efecto invernadero potentes, en ocasiones se les conoce como gases de Alto Potencial de Calentamiento Global (o "Gases de GWP alto").

En noviembre de 2016 más de 190 países adoptaron el Acuerdo de París, tiene por objeto reducir de forma sustancial las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero y limitar el aumento global de la temperatura en este siglo a 2 grados Celsius, al tiempo que busca medios de limitar la subida todavía más, a 1,5 grados.

Desde 1850-1900, se cree que las emisiones de gases de efecto invernadero son la principal causa del calentamiento global, por lo que evitar que se liberen a la atmósfera es clave para lograr este objetivo. En la actualidad, la quema de combustibles fósiles para la electricidad, el calor y el transporte es la mayor fuente de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de las actividades humanas, según la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos. Los gases de efecto invernadero generalmente actúan como una manta aislante de la tierra que evita que el calor se escape al espacio. Cada constituyente de gas de efecto invernadero tiene un efecto diferente sobre el calentamiento global dependiendo de su capacidad para absorber energía (es decir, eficiencia radiactiva) y cuánto tiempo permanecen en la atmósfera.

Hoy en día, 193 países (192 países más la Unión Europea) se han unido al Acuerdo de París. El Acuerdo incluye los compromisos de todos los países de reducir sus emisiones y colaborar para adaptarse a los efectos del cambio climático, así como llamamientos a los Estados para que fortalezcan sus compromisos a lo largo del tiempo. El Acuerdo ofrece una vía para que las naciones desarrolladas ayuden a las naciones en desarrollo en su labor de mitigación del cambio climático y adaptación a este, al tiempo que crean un marco para el seguimiento y la presentación de informes transparentes de los objetivos climáticos de los países.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) ha desarrollado una unidad de medida común, conocida como Potencial de Calentamiento Global (GWP), para comprender cómo varios gases de efecto invernadero contribuyen al calentamiento de la Tierra (Tabla x). Específicamente, GWP es una medida de cuánta energía absorberá una tonelada de un gas emitido durante un período de tiempo determinado, en relación con una tonelada de dióxido de carbono (CO₂) emitido. Cuanto mayor sea el GWP, más calentará la Tierra un gas determinado en comparación con el CO₂ durante un período de tiempo determinado, por lo general 100 años. Según la EPA, los valores de GWP pueden cambiar con el tiempo debido a estimaciones científicas actualizadas de la absorción de energía o la vida útil de los gases o a concentraciones atmosféricas cambiantes de gases de efecto invernadero que alteran la absorción de energía de una tonelada adicional de un gas en relación con otra (Potencial de Calentamiento Global, EPA 2021).

Aunque el CO₂ recibe mucha atención debido a su prevalencia, no es el único gas de efecto invernadero ni el más potente. En comparación, los gases fluorados tienen un potencial de calentamiento global extremadamente alto, pero no se emiten durante las operaciones de fractura hidráulica. El metano, sin embargo, es particularmente relevante, ya que tiene un alto potencial de calentamiento y está presente en el desarrollo de la producción de petróleo y

gas. Utilizando los valores de GWP del quinto informe del IPCC proporcionados por el Protocolo de Gases de Efecto Invernadero, una tonelada de metano emitido equivale a 28 toneladas de CO₂ emitido.

Industrial Designation or Common Name	Chemical Formula	GWP Values for 100-Year Time Horizon		
		Second Assessment Report (SAR)	Fourth Assessment Report (AR4)	Fifth Assessment Report (AR5)
Carbon Dioxide	CO ₂	1	1	1
Methane	CH ₄	21	25	28
Nitrous Oxide	N ₂ O	310	298	265
Substances Controlled by the Montreal Protocol				
CFC-11	CCl ₃ F	3,800	4,750	4,660
CFC-12	CCl ₂ F ₂	8,100	10,900	10,200
CFC-13	CClF ₃		14,400	13,900
CFC-113	CCl ₂ FCClF ₂	4,800	6,130	5,820
CFC-114	CClF ₂ CClF ₂		10,000	8,590
CFC-115	CClF ₂ CF ₃		7,370	7,670
Halon-1301	CBrF ₃	5,400	7,140	6,290
Halon-1211	CBrClF ₂		1,890	1,750
Halon-2402	CBrF ₂ CBrF ₂		1,640	1,470
Carbon tetrachloride	CCl ₄	1,400	1,400	1,730
Methyl bromide	CH ₃ Br		5	2
Methyl chloroform	CH ₃ CCl ₃	100	146	160

Tabla 1: Valores potenciales de calentamiento global relativos a CO₂

(Fuente: Greenhouse Gas Protocol, 2021)

6.3. FACTORES QUE IMPACTAN EN LA EMISIÓN DE UN MOTOR

Hay cuatro factores principales que determinan las emisiones operativas de un motor, estos son:

- Densidad energética del combustible
- Eficiencia térmica
- Eficiencia de energía mecánica a potencia hidráulica
- Condiciones operativas y configuración del equipo

DENSIDAD ENERGÉTICA DEL COMBUSTIBLE

Las fuentes de energía se dividen en dos grupos, primarias o secundarias. Las fuentes de energía primaria abarcan los combustibles tradicionales como la

energía nuclear, el carbón, el gas natural y el petróleo (incluidos los productos refinados como el diésel y la gasolina), así como los combustibles renovables como la energía eólica, solar, biodiesel, geotérmica e hidroeléctrica. Estas fuentes de energía primaria se convierten en electricidad, una fuente de energía secundaria, que se transmite a través de una red eléctrica para alimentar hogares, empresas y vehículos.

Una flota de fractura hidráulica requiere una fuente de energía primaria móvil, ya que viaja regularmente de un lugar remoto a otro. Esta necesidad de movilidad excluye esencialmente el uso de energías renovables, que actualmente se desarrollan para aplicaciones estacionarias. La energía nuclear y el carbón también están excluidos por razones prácticas, de seguridad y ambientales. Esto deja al diésel y al gas natural como las dos principales opciones disponibles en la actualidad.

La densidad de energía, que se define como la cantidad de energía almacenada en una masa dada de un material, es uno de los principales criterios para la selección de combustibles. Aquí, el gas natural lleva ventaja: su densidad energética es de 55 megajulios por kilogramo (MJ/kg), que es un 22% superior a la densidad energética del diésel. El uso de combustible de mayor densidad proporciona una mayor energía potencial para la combustión con una menor producción de emisiones de carbono como resultado (ver Tabla 2).

Fuel Type	Reaction Type	Energy Density (MJ/kg)	Typical Uses
Wood	Chemical	16	Space heating, Cooking
Coal	Chemical	24	Power plants, Electricity generation
Ethanol	Chemical	26.8	Gasoline mixture, Alcohol, Chemical products
Biodiesel	Chemical	38 ^[8]	Automotive engine
Crude oil	Chemical	44	Refinery, Petroleum products
Diesel	Chemical	45	Diesel engines
Gasoline	Chemical	46	Gasoline engines
Natural gas	Chemical	55	Household heating, Electricity generation
Hydrogen gas	Chemical	142	Petroleum refining and Fertilizer production
Uranium-235	Nuclear	3,900,000	Nuclear reactor, Electricity generation

Tabla 2: Densidad energética de distintos combustibles.

(Fuente: Hore-Lacy, 2011)

Tanto el gas natural como el diésel convierten la energía almacenada en energía térmica a través del proceso de combustión, que inicia una reacción química en cadena entre el oxígeno y el combustible. El dióxido de carbono y el agua son los productos de esta reacción. La cantidad de CO₂ y agua generada viene determinada por la estequiometría que se detalla a continuación. Debido a que el gas natural, que consiste predominantemente en metano, tiene una mayor proporción de hidrógeno a carbono, genera un 11 % menos de CO₂ que el diésel. Cuando la densidad de energía se incluye en la ecuación, las ventajas del gas natural se vuelven aún mayores. En el proceso de generar la misma cantidad de energía térmica, el gas natural emite un 27,4% menos de CO₂ que el diésel debido a su mayor densidad energética y menor contenido de carbono.

Combustión de Gas Natural: $\text{CH}_4 + 2 \text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2 \text{H}_2\text{O}$ (2,75 kg CO₂/kg Gas Natural)

Combustión de Diésel: $\text{C}_{13}\text{H}_{28} + 20 \text{O}_2 \rightarrow 13 \text{CO}_2 + 14 \text{H}_2\text{O}$ (3,10 kg CO₂/kg diésel)

En los últimos años, la industria del Oil & Gas de los Estados Unidos y Canadá ha experimentado un rápido aumento en el uso de gas natural como fuente de combustible para aplicaciones de fractura hidráulica. En la actualidad, cuatro

tipos de equipos pueden funcionar parcial o totalmente con gas natural: turbinas de gas natural de accionamiento mecánico directo, generadores de gas natural de combustible dual Tier II y Tier IV y motores alternativos de gas natural para flotas de fractura eléctrica.

Aunque cada enfoque tiene sus propias justificaciones técnicas y económicas, el gas natural está ganando terreno en gran medida debido a su capacidad para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que lo convierte en un combustible ideal para la transición energética.

EFICIENCIA TÉRMICA

La eficiencia térmica contribuye en gran medida al perfil de emisiones de un motor. La eficiencia térmica es el porcentaje de energía del combustible convertida en trabajo útil fuera del motor, normalmente medida como potencia en el eje. La eficiencia del motor no incluye otras pérdidas de energía externas o cargas parásitas. La eficiencia térmica afecta directamente a las emisiones, cuanto menos eficiente es un motor, más combustible debe consumirse para lograr la potencia de salida requerida. Cada tipo de motor tiene diferentes características que afectan la eficiencia térmica de ese motor. La siguiente Tabla 3 enumera la eficiencia térmica de diferentes tipos de motores.

Tipo de Equipo	Eficiencia Térmica
Turbinas a Gas Natural	32-37%
Generadores Reciprocantes a Gas Natural	39-44%
Motores Dual-Fuel (Tier II y Tier IV)	35%

Tabla 3: Eficiencia Térmica de distintos tipos de motores para fractura hidráulica.

(Fuente: Elaboración Propia)

Turbinas de gas natural

Como se muestra en la Figura X, el principio básico de una turbina de gas implica 1) introducir aire en el compresor, 2) agregar gas natural como combustible continuo a la cámara de combustión, 3) el gas resultante expandido a alta presión

y temperatura en el la turbina produce potencia para hacer funcionar el compresor, y 4) potencia de salida al eje para proporcionar energía mecánica para impulsar bombas, generadores o compresores, etc.

Las turbinas de gas natural funcionan idealmente en el ciclo Brayton donde la eficiencia térmica es principalmente una función de la relación de presión del compresor y la temperatura de salida de la cámara de combustión dentro de la turbina (ver Figura 17). Cuanto mayor sea la relación de presión, mayor será la potencia de salida de la turbina. Sin embargo, aumentar esta relación de presión no es fácil ya que depende de la carga. Las turbinas de gas muy grandes, que son bastante eficientes térmicamente con cargas más altas, a menudo compiten con los motores de encendido por compresión (hasta un 43 % de eficiencia). Sin embargo, a cargas más bajas, su eficiencia térmica cae más rápido que los motores alternativos a medida que disminuye la relación de presión.

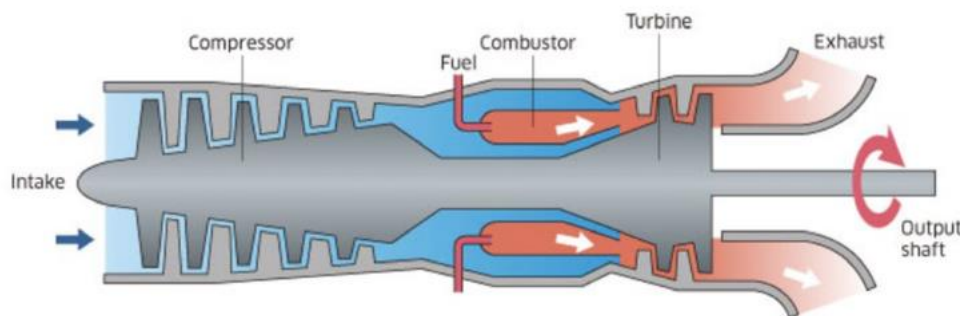


Figura 17: Principio básico de una turbina a gas.

(Fuente: Kawasaki, 2021)

Motor diésel de encendido por compresión

Los motores alternativos de encendido por compresión suelen tener una ventaja sobre las turbinas con respecto a la eficiencia térmica porque son más flexibles en el control del parámetro principal que afecta la eficiencia térmica de los motores. Los motores de encendido por compresión siguen el ciclo diésel donde la eficiencia térmica es una función de la relación de compresión, que se puede aumentar mucho más fácilmente. Un motor diésel es la opción de generación de

energía de ciclo simple de mayor eficiencia en el mercado. Esto se debe a la alta relación de compresión que puede lograr.

Un motor diésel es un equipo de pistón-cilindro de combustión intermitente. La Figura 18 a continuación muestra el funcionamiento de un motor típico de ciclo de cuatro tiempos. Un motor diésel produce energía al quemar combustible que se inyecta o rocía en una carga de aire caliente comprimido dentro del cilindro. Los motores diésel a veces se denominan motores de encendido por compresión porque dependen del aire calentado por compresión a la temperatura de autoignición del combustible para iniciar la combustión en lugar de una chispa eléctrica.

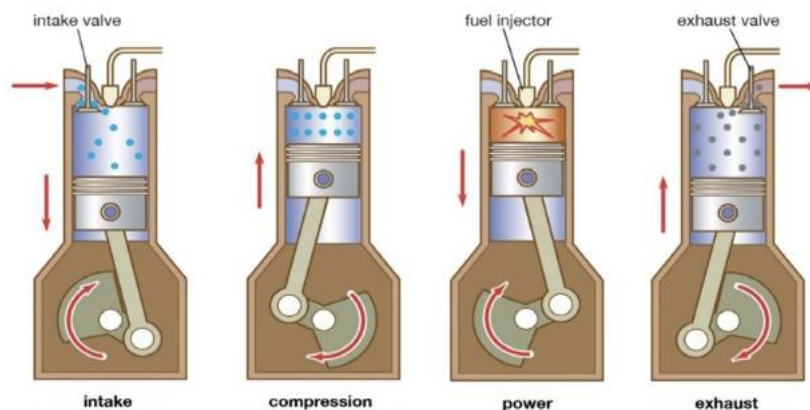


Figura 18: Principio básico de un motor diésel.

(Fuente: Britannica, 2021)

Motor de encendido por compresión de combustible dual

Un motor de combustible dual es un motor de combustión interna que utiliza diésel como "combustible piloto" para encender el combustible principal, que suele ser gas natural. En los motores de combustible dual, el combustible primario se mezcla más o menos homogéneamente con el aire en el cilindro, como en un motor de encendido por chispa.

Sin embargo, a diferencia de un motor de encendido por chispa, un motor de combustible dual usa compresión para encender la mezcla de aire y combustible.

Se inyecta una pequeña cantidad de combustible diésel, o "piloto", cuando el pistón se acerca a la parte superior de la carrera de compresión. Luego, el piloto se enciende debido al calor de la compresión, tal como lo haría en un motor diésel, y posteriormente se enciende la mezcla de aire y combustible en el resto del cilindro. A medida que comienza a introducir combustible dual en el motor, la relación de compresión disminuye, lo que disminuye la eficiencia térmica.

Motor reciprocante de gas natural

Los componentes mecánicos esenciales del ciclo Otto y del ciclo Diésel son los mismos. Ambos utilizan una cámara de combustión cilíndrica en la que un pistón ajustado se desplaza a lo largo del cilindro. Los motores alternativos de gas natural son casi idénticos a los motores diésel de encendido por compresión, pero se diferencian por su método de combustión. Los motores alternativos de gas natural dependen de una chispa para encender el gas en el cilindro.

Un motor de gas natural puede diseñarse para ser un motor de combustión pobre o de combustión rica, lo cual está determinado por la relación aire-combustible en la cámara. Los motores de combustión rica funcionan cerca de la relación aire/combustible estequiométrica, lo que significa que las cantidades de aire y combustible se igualan para una combustión completa, con poca o sin exceso de aire. Los motores reciprocantes de gas natural suelen tener una eficiencia más baja que los motores diésel debido a las relaciones de compresión más bajas, sin embargo, los motores grandes de mezcla pobre pueden superar a los motores diésel. El efecto secundario de tener un motor de mezcla pobre es que genera mayores emisiones de NOx. La eficiencia de los motores de gas natural puede oscilar entre el 28 % y el 46 % según su tamaño y la relación aire-combustible. Los motores de combustión pobre optimizados para una máxima eficiencia suelen tener el doble de emisiones de NOx que un motor de gas natural de combustión rica (EPA, 2015).

EFICIENCIA DE ENERGÍA MECÁNICA A POTENCIA HIDRÁULICA

La conversión de energía térmica a energía mecánica para impulsar el sistema de bombeo de fluidos, también conocida como eficiencia del tren de fuerza, es otro factor importante dentro del perfil de emisiones. Un mecanismo eficiente de transferencia de energía disminuye el consumo de combustibles fósiles, lo que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. Al seleccionar un mecanismo de transferencia de potencia, se debe considerar el número de pasos requeridos y las pérdidas de energía parásitas que ocurren en cada paso.

Para la fractura hidráulica, la energía requerida para que una bomba entregue fluido en el fondo del pozo se mide como potencia hidráulica. La transferencia de energía de un motor o turbina a una bomba a menudo requiere muchos dispositivos mecánicos o eléctricos, en donde se pierde una cantidad de electricidad en el proceso de generación, acondicionamiento, distribución y conversión de voltaje y frecuencia de energía.

Aunque la pérdida de energía en cada paso es pequeña, la compilación de pérdidas de eficiencia mecánica y eléctrica en cada componente puede resultar en pérdidas combinadas sustanciales. Debido a estas pérdidas, las turbinas diésel, diésel de combustible dual y de transmisión directa son generalmente más eficientes. A continuación se examina cada uno más de cerca.

Turbina de accionamiento directo (“directo-drive”)

La transferencia de potencia más eficiente de potencia mecánica a hidráulica es la turbina de accionamiento directo. Al eliminar la necesidad de una transmisión, las únicas pérdidas en el sistema son el calor de una caja de cambios de alta eficiencia y el componente del extremo de potencia/líquido.



Figura 19: Fracturador con turbina de transmisión directa.

(Fuente: Jereh)

Turbina grande y motor recíprocante de gas natural

La generación de energía en forma de generador en el sitio del pozo requiere múltiples componentes, cada uno con sus propias pérdidas. Por lo general, la generación de energía experimenta pérdidas desde el motor, a través del generador, el acondicionamiento de energía, la distribución de energía, la transmisión de frecuencia variable, el motor eléctrico y, luego, las pérdidas tradicionales del extremo de potencia/extremo de fluido. Estas pérdidas significan que solo aproximadamente el 75% de la potencia del motor llega al fondo del pozo en forma de potencia hidráulica útil.



Figura 20: Fracturador con motor eléctrico que puede ser alimentado por motor recíprocante a gas natural o turbina.

(Fuente: Halliburton)

Motor diésel y de combustible dual

Las bombas de fractura convencionales utilizan transmisiones con convertidores de par que dan como resultado grandes cantidades de las pérdidas de la transmisión. La transmisión sola es típicamente 95% eficiente. Además, se requiere un convertidor de torque para mantener el bloqueo en la transmisión, lo que produce una emisión de calor considerable, entre 5 y 15 % según la carga y las RPM. Esto significa que, en total, la transmisión tiene una eficiencia de entre el 81 % y el 90 %. Esto da como resultado una eficiencia de transferencia de potencia de un motor diésel convencional o de un motor de combustible dual de aproximadamente el 81 %.

A estas pérdidas se les suman las cargas parásitas, que son cargas impulsadas por el motor principal pero que no se convierten en trabajo útil en forma de potencia hidráulica. Ciertos componentes en cada equipo de una flota de fractura requieren refrigeración o lubricación, lo que coloca esta carga sobre el motor. Ejemplos de estas cargas son las bombas de aceite, las bombas de enfriamiento del motor, la lubricación del extremo de potencia, los radiadores, los ventiladores, el sistema de control y los componentes eléctricos, etc. Aunque estas cargas no se consideran pérdidas, reducen la cantidad de potencia hidráulica útil que el motor puede generar, aumentando así las emisiones.



Figura 21: Fracturador con adaptación dual-fuel.

(Fuente: Halliburton)

CONDICIONES DE FUNCIONAMIENTO Y CONFIGURACIÓN DEL EQUIPO

De marcha en vacío

Según el tipo de flota y la eficiencia operativa, las unidades inactivas pueden representar del 5 al 15 % de las emisiones totales de gases de efecto invernadero. Actualmente, las flotas diésel o de combustible dual pueden permanecer inactivas todo el tiempo entre etapas. Los organismos reguladores de emisiones a menudo usan un factor de combustible inactivo para estimar el consumo de combustible de un motor diésel cuando está en vacío. Este factor es 0,6 litros por hora (L/hr) multiplicado por el volumen de desplazamiento del motor (Gobierno de Canadá, 2021).

Carga del motor

Todas las tecnologías de motores funcionan con la máxima eficiencia cuando funcionan casi con la carga máxima del motor (ver Figura 22). Cuando se comparan las flotas de fractura de última generación, la carga del motor es uno de los factores más importantes que afectan el perfil de emisiones. Todos los tipos de motores funcionan de manera más eficiente con cargas más altas, pero algunos tienen limitaciones que impiden una carga óptima del motor (como el tamaño del motor, la transmisión, la tasa de sustitución de diésel/gas natural).

Además, muchas flotas de última generación, como la generación de energía con una gran turbina, aumentan la densidad de energía disponible por unidad, lo que resulta en una menor flexibilidad para optimizar la distribución de la carga.

La carga adecuada de grandes turbinas de salida de energía y motores reciprocantes puede crear su propio conjunto de desafíos. Por ejemplo, las flotas de fractura eléctrica impulsadas por una sola turbina grande no son tan flexibles cuando se considera el diseño del tratamiento o las condiciones operativas. Si el generador de turbina tiene una capacidad de 34 MW de energía, pero los requisitos del trabajo requieren solo 20 MW, entonces la turbina realizará la totalidad del trabajo al 59 % de la carga máxima. La carga parcial en la turbina significa que está funcionando con una eficiencia térmica más baja, lo que aumenta el consumo de combustible y las emisiones.

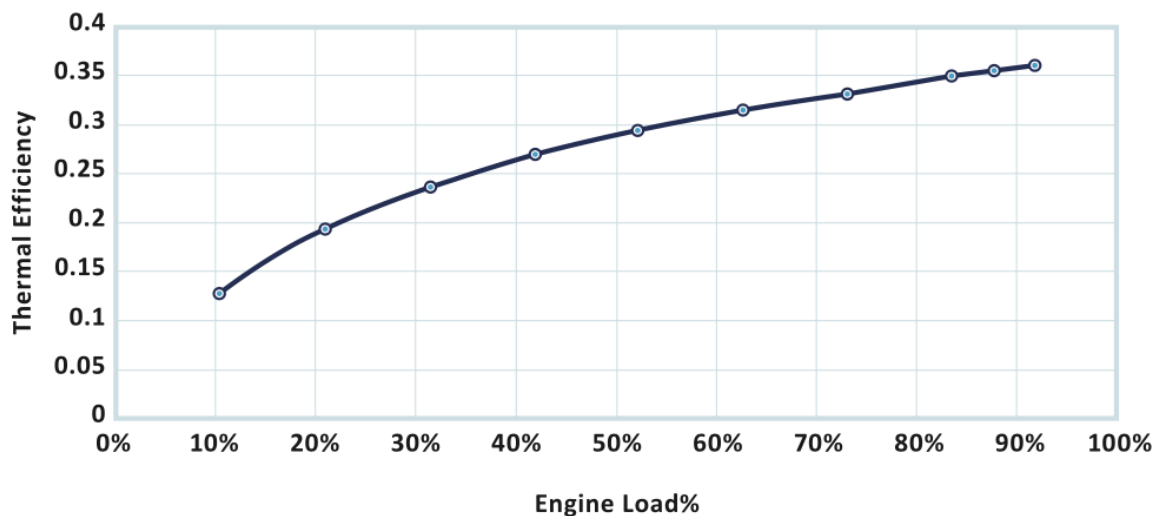


Figura 22: Eficiencia típica de turbina en función de carga de motor.

(Fuente: McGraw Hill International Editions, 1988)

Los motores de combustible dual también tienen desafíos. Las cargas del motor deben mantenerse más bajas que las de los motores diésel tradicionales para mantener relaciones de sustitución de gas natural consistentes (ver Figura 23). Tanto con cargas bajas como altas, las tasas de sustitución de diésel comienzan a disminuir. Por lo tanto, los motores de combustible dual están restringidos: deben operar dentro de un cierto rango para mantener el reemplazo del diésel.

Mantener la carga necesaria a menudo requiere más bombas de lo normal, lo que disminuye la eficiencia del combustible.

En comparación con otras opciones, las turbinas modulantes de transmisión directa ofrecen una mayor flexibilidad para maximizar la carga del motor. Con una turbina de gas natural de accionamiento directo, la cantidad de bombas en el lugar se puede ajustar para satisfacer la demanda de energía, mejorando así la eficiencia del combustible. El extremo de potencia y el extremo de fluido de la unidad también se pueden ajustar según las presiones esperadas para maximizar la carga del motor.

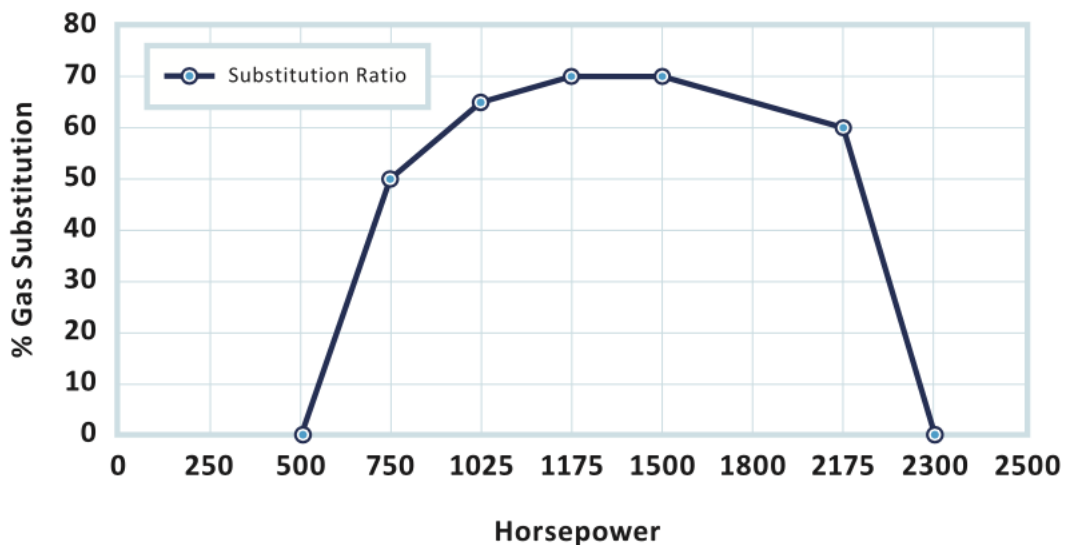


Figura 23: Ratio típico de sustitución de gas para motores de combustible dual según variación de carga.

(Fuente: Yousefi, 2020)

EMISIONES DE METANO

Las emisiones de metano son un desafío conocido de los motores recíprocos de gas natural y de combustible dual. La emisión de metano es gas natural sin quemar o parcialmente quemado que se escapa a través de un motor. El escape de metano se produce en los motores de gas natural hasta cierto punto. En las turbinas de gas natural, la mayor parte de la fuga de metano se produce a baja carga del motor o al ralentí. Una vez que se aumenta la carga, el escape de

metano cae a cero o cerca de cero en las cargas del motor de bombeo. La caída se puede atribuir al tipo de ciclo de combustión en la turbina. Una turbina de gas natural quema combustible constantemente en la cámara de combustión, lo que evita que el metano escape sin quemarse cuando está en carga. Por el contrario, los motores recíprocos de combustible dual y de gas natural tienen una emisión significativa de metano mientras están a carga completa o parcial. Esto se debe a la naturaleza cíclica de la carrera de potencia de un motor recíproco. Cada apertura y cierre de la válvula permite que parte del combustible de gas natural escape del cilindro sin quemarse. Dependiendo de las condiciones de operación, las emisiones de metano representan del 10 al 15 % de las emisiones totales de gases de efecto invernadero en los motores recíprocos de gas natural y de combustible dual en el modelo. Sin embargo, en los motores del mundo real, el escape de metano es considerablemente mayor. Los fabricantes estiman que los valores típicos de emisión de metano son del 5 % en un motor Tier II y del 1,5 al 2 % en un Tier IV. Sin embargo, los datos de campo reales sobre bombas de combustible dual indican que los valores son mucho más altos, pudiendo rondar en el rango de 14-22% (Johnson, 2018).

Comparación motores Tier II y Tier IV

Un concepto erróneo común es que los motores Tier IV emiten menos gases de efecto invernadero que los Tier II. En realidad, los motores Tier IV a menudo tienen emisiones más altas debido a las tecnologías utilizadas para reducir los gases de efecto invernadero regulados, como NO_x, CO y PM. Por ejemplo, la recirculación de gases de escape comúnmente se recircula de regreso a la entrada de aire para reducir la temperatura de combustión, lo que a su vez impide la formación de NO_x.

Dado que los gases de escape son principalmente nitrógeno y dióxido de carbono inerte, que desplaza al oxígeno, se produce menos calor con la misma cantidad de combustible. Aunque esto disminuye positivamente el NO_x, aumenta negativamente la cantidad de combustible consumido para producir la misma cantidad de energía. Este aumento en el consumo de combustible aumenta la

cantidad de CO₂ emitido. La cantidad de recirculación de gases de escape se ajustó entre 0-10%. A porcentajes de recirculación de gases de escape más altos, se emitía más CO₂ del motor (ver Figura 24).

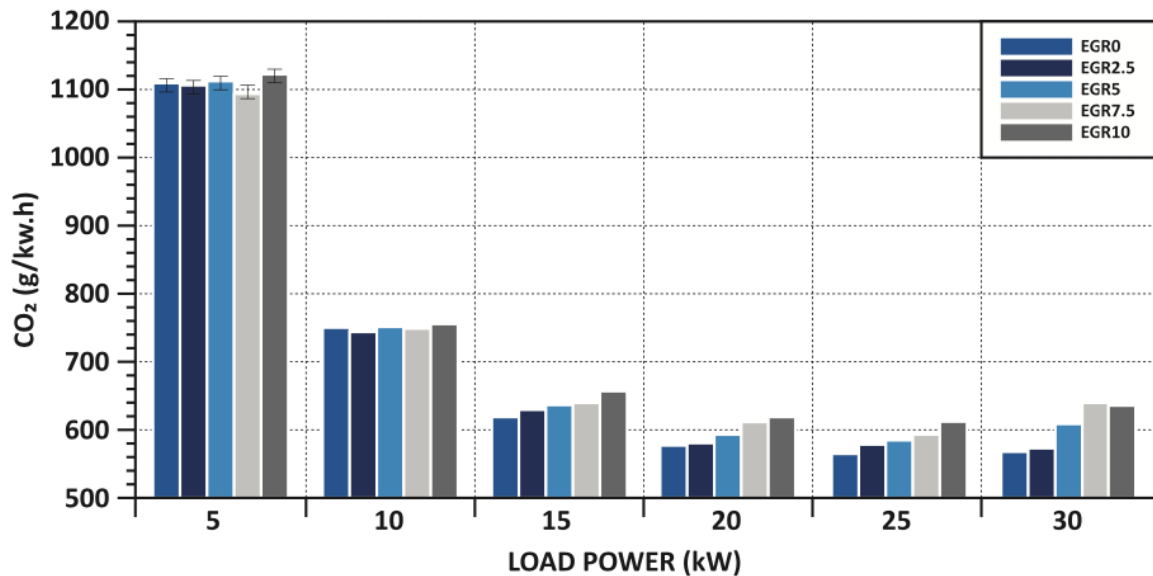


Figura 24: Emisiones de CO₂ para motores Tier II y Tier IV con cargas variables.

(Fuente: Serio, 2017)

6.4. PRUEBA DE EMISIONES REALIZADA POR BJ ENERGY SERVICES

A continuación se detallarán resultados de pruebas de mediciones de emisiones según los distintos tipos de equipos de fractura hidráulica mencionados anteriormente. Estas pruebas fueron realizadas por B.J. Services, uno de los principales proveedores de bombes de presión y servicios afines para la industria petrolera en Estados Unidos.

PRÁCTICAS PARA REPORTAR EMISIONES

Informar CO₂ equivalentes en gramos por kilovatio hora (g/kw-hr) es quizás la forma más común de informar las emisiones. Aunque este valor proporciona una buena estimación de las emisiones liberadas durante el bombeo, no brinda una imagen clara de las emisiones totales liberadas en un día de funcionamiento. Las

actividades diarias más allá del bombeo a menudo incluyen el intercambio de pozos, el cebado de bombas, las pruebas de presión, el ralentí, todo lo cual contribuye a las emisiones totales en una operación de fractura hidráulica.

Reportar emisiones específicas en gramos por hora de potencia al freno (g/bhp-hr) es otra práctica común. Este método también puede sesgar mucho los resultados, ya que no representa las emisiones de una cantidad específica de potencia hidráulica requerida para la operación de fractura.

Se puede obtener una imagen más completa de las emisiones informando la masa total de emisiones por caballo de fuerza hidráulico en un período determinado de un ciclo de trabajo.

METODOLOGÍAS PARA COMPARAR TECNOLOGÍAS

Hay muchos factores que afectan las emisiones de una flota de fractura hidráulica, los cuales deben tenerse en cuenta para garantizar una comparación uniforme en todos los ámbitos.

A continuación se considera un modelo desarrollado por BJ Energy Services para calcular las emisiones esperadas que se liberan por los principales tipos de tecnologías de fractura hidráulica que se utilizan en la actualidad. Este modelo crea un perfil de emisiones para cada tecnología considerando la cantidad de combustible consumido, ajustado por las características del motor y factores operativos que entran en juego durante un ciclo operativo completo.

Los datos de las pruebas de emisiones se comparan con otras tecnologías de fractura hidráulica en un modelo integral para generar perfiles de emisiones para cada sistema durante un día de operación. Los factores dentro del ciclo operativo, como el tiempo de inactividad del motor, el tiempo de bombeo, las presiones y tasas de bombeo, se basaron en datos históricos dentro de las diversas cuencas de operación. También se utilizaron datos históricos de temperatura media, presión barométrica y altitud.

Modelo para calcular de emisiones

El modelo comienza con la potencia hidráulica requerida y llega a las emisiones por día a través del siguiente proceso:

1. Parámetros de modelado: conversión de caballos de fuerza al freno en caballos de fuerza hidráulicos.
2. Consumo de combustible: cálculo del consumo de combustible en función de la carga del motor en diversas condiciones de funcionamiento.
3. Emisiones de la combustión: cálculo de las emisiones de CO₂ equivalentes en función del consumo de combustible.
4. Emisiones de las características del motor: adaptar las emisiones de CO₂ equivalentes en función de las características del motor.
5. Condiciones de operación: uso de valores calculados para llegar a las emisiones esperadas por día de un ciclo de operación.

Los datos del motor del fabricante de equipos originales (OEM) se utilizaron para estimar la cantidad requerida de unidades, la carga del motor y el consumo de combustible para otras tecnologías de fractura hidráulica. Sin embargo, los datos del OEM se recopilan en condiciones ideales con varias cargas parásitas, como bombas de lubricación, sistemas de enfriamiento, alternador, etc., eliminadas para presentar la máxima eficiencia. Para ajustar estos valores a las condiciones reales, el modelo consideró las eficiencias típicas y las cargas parásitas para llegar a la potencia hidráulica requerida, usando valores estándar de la industria o medidas documentadas de los fabricantes.

También es importante recordar que los datos del OEM se basan en equipos completamente nuevos y no tienen en cuenta la degradación del rendimiento del motor con el tiempo. Los datos del OEM utilizan valores nominales con una tolerancia total de +/- 2,5 %. Para el modelo, se asumió que el equipo era nuevo sin degradación a los valores OEM en función de la antigüedad del equipo.

Parámetros para modelado del motor

Los perfiles de las distintas tecnologías se calcularon utilizando las siguientes suposiciones, que se basaron en valores ampliamente utilizados, estándares de la industria o datos de OEM. En aras de la transparencia, los parámetros de modelado se detallan a continuación.

a) Motores de Combustible Dual

Engine Description	Engine Size (kW)	Engine Thermal Efficiency	Engine Type	Power Train						Total Power Efficiency (BHP to HHP)	Parasitic Losses per Pump	Total Efficiency (Heat Input HP to HHP)	
				Generator	Power Cond.	Power Distrib.	VFD	Electric Motor	Power End				Fluid End
Dual-Fuel Engine	1.864 kW	35%	Engine								81%	Deck Engine Load	28%
							90%	95%	95%				

- Consumo de combustible basado en datos del OEM, que es el mejor de los casos y aumentará con una mayor vida útil del motor.
- La eficiencia estimada de BHP a HHP para una bomba convencional es del 84%, junto con 130 HP de cargas parásitas de radiadores, bombas de lubricación, alternadores y otros equipos auxiliares .
- Consumo de combustible calculado en ralentí utilizando 0,6 l/h*cilindrada del motor.
- Esto también se hizo para sistemas de combustible dual utilizando datos de combustible dual OEM. La relación de sustitución se estimó con base en los mejores escenarios bajo cargas esperadas.
- La comparación incluyó dos fabricantes de motores líderes en la industria para motores Tier II y Tier IV.

b) Motores Reciprocantes de Gas Natural

Engine Description	Engine Size (kW)	Engine Thermal Efficiency	Engine Type	Power Train						Total Power Efficiency (BHP to HHP)	Parasitic Losses per Pump	
				Generator	Power Cond.	Power Distrib.	VFD	Electric Motor	Power End			Fluid End
Natural Gas Reciprocating Generator	2.500 kW	39-44%	Reciprocating Engine								75%	130
				96%	95%	99%	97%	95%	95%	95%		

- Consumo de combustible basado en datos del OEM, que es el mejor de los casos y aumentará con una mayor vida útil del motor.
- La eficiencia estimada de BHP a HHP para un motor alternativo de gas natural es del 75%, junto con una estimación muy conservadora de 130 HP

de cargas parásitas de radiadores, bombas de lubricación, alternadores, sistemas de refrigeración y otros equipos auxiliares. (Estas cargas pueden ser de hasta 180 HP).

- Se reconoce que los generadores de gas funcionarían periódicamente entre etapas con una carga parcial para mantener el suministro de energía. Tiempo de inactividad estimado asumiendo que los generadores funcionarían durante cinco minutos después de cada etapa y 10 minutos antes para permitir un enfriamiento, arranque, prueba de presión y cebado de bombas adecuados. En funcionamiento real, este tiempo puede ser considerablemente mayor. La carga parcial estimada es del 25% de la carga máxima en función de la fluctuación de la demanda de potencia entre etapas.
- Sobre la base de estas suposiciones colectivas, se supuso que el motor alternativo funcionaba 15 minutos entre etapas al 25% de la carga del motor para completar la prueba de presión, el cebado y otras funciones operativas.

c) Turbina de Gas Natural (>24 MW)

Engine Description	Engine Size (kW)	Engine Thermal Efficiency	Engine Type	Power Train							Total Power Efficiency (BHP to HHP)	Parasitic Losses per Pump	Total Efficiency (Heat Input HP to HHP)
				Generator	Power Cond.	Power Distrib.	VFD	Electric Motor	Power End	Fluid End			
Large Natural Gas Turbine	31.000 kW	35%	Turbine	96%	95%	99%	97%	95%	95%	95%	75%	130	25-30%

- Debido a falta de datos de emisiones de metano disponibles de los grandes proveedores de turbinas. Se estimó para el modelo el ralentí al 3% de la carga, lo que produce emisiones de CO₂ equivalentes al ralentí de aproximadamente 2,5 MT/h. Esta es una estimación conservadora ya que las emisiones durante el ralentí pueden ser considerablemente más altas debido al escape de metano.
- El consumo de combustible se basa en los datos del OEM, que es el mejor de los casos y aumentará con una mayor vida útil del motor.
- La eficiencia estimada de BHP a HHP para una gran turbina de gas natural es del 75%, junto con una estimación muy conservadora de 130 HP de cargas parásitas de radiadores, bombas de lubricación, alternadores, sistemas de refrigeración y otros equipos auxiliares. (Estas cargas pueden ser de hasta 180 HP).

- Las turbinas grandes (>24 MW) no se apagan (y deben permanecer inactivas) entre etapas.

d) Turbina de Gas Natural de Transmisión Directa (4.2 MW)

Engine Description	Engine Size (kW)	Engine Thermal Efficiency	Engine Type	Power Train						Total Power Efficiency (GWP to HWP)	Parasitic Losses per Pump	Total Efficiency (Heat Input HP to HWP)
							Gear Box	Power End	Fluid End			
Direct-Drive Natural Gas Turbine	4.200 kW	32-34%	Turbine				97%	95%	95%	88%	130	33-38%

- El modelo de emisiones para este tipo de turbinas se basó en datos de pruebas de emisiones verificadas por terceros. Esta prueba registró el consumo de combustible y las emisiones de la chimenea de escape de la turbina con cargas variables.
- Se verificó emisiones de metano insignificantes mediante datos de pruebas de emisiones independientes; sin embargo, todavía el modelo no es concluyente.
- Las emisiones totales incluyen el funcionamiento del motor de plataforma de la bomba durante todo el tiempo de bombeo de la etapa, así como 10 minutos antes (arranque) y 5 minutos después de la etapa (enfriamiento). Esto representa el 6% del consumo diario total de diésel.
- El tiempo de inactividad de la turbina es de aproximadamente 10 minutos antes y 5 minutos después de cada etapa para tener en cuenta el enfriamiento, el arranque y el cebado de las bombas.
- La temperatura y la presión atmosférica se basan en los promedios históricos individuales de las cuencas.

Emisiones debidas a las características del motor

La principal deficiencia del método de la EPA para calcular las emisiones es que no tiene en cuenta las características del motor. No tiene en cuenta la antigüedad del motor, la relación aire-combustible y, lo que es más importante, las emisiones de metano, incluido el escape de metano y las posibles emisiones fugitivas del cárter. Con motores de gas natural y de combustible dual, las emisiones del cárter también estarían presentes. Las emisiones del cárter son metano que escapa de los motores a través del sistema de lubricación o ventilación del cárter.

Estas emisiones son sustanciales; sin embargo, dependen del motor y no son fáciles de estimar. Las emisiones del cárter no están presentes en los motores de turbina debido a la falta de cárteres. El método de la EPA es particularmente inexacto al calcular las emisiones de metano de los grandes motores de gas natural, ya que no considera la disminución del rendimiento del motor con cargas más bajas. Esta caída en el rendimiento del motor conduce a mayores cantidades de contaminantes y emisiones nocivas. Por lo tanto, no es válido suponer que se liberará la misma cantidad de emisiones por cada unidad de combustible consumida. El tipo y la cantidad de emisiones liberadas dependen en gran medida de factores como la carga del motor, la relación aire-combustible, el estado del motor y la temperatura de combustión. En consecuencia, este modelo tiene en cuenta estos factores mediante el uso de datos de emisiones y consumo de combustible medidos por el OEM.

Condiciones de operación

El modelado crea un perfil operativo específico para cada tipo de tecnología basado en datos históricos regionales para tasas y presiones operativas, así como temperaturas y altitudes históricas promedio anuales para cada cuenca. Este perfil se usa para estimar las emisiones totales por día para una flota de fractura hidráulica a lo largo de un ciclo operativo completo, incluido el bombeo, el ralentí del motor, las pruebas de presión y las bombas de cebado. Los parámetros de tratamiento para cada cuenca se enumeran en la Tabla X.

Tabla 4: Parámetros para el modelado de emisiones.

Case	Basin	Pumping Hours	Rate	Pressure	Stage Length Hours
1	Haynesville	17	80 BPM	12,000 PSI	3
2	Permian	17	120 BPM	9,000 PSI	3

Fuente: BJ Energy Services.

A continuación haremos foco solamente en los resultados obtenidos para la Cuenca Permian, debido a su similitud con las condiciones operativas de fractura para la Cuenca Vaca Muerta.

Caso 2: Permian - 17 horas de bombeo, 120 BPM y 9,000 psi

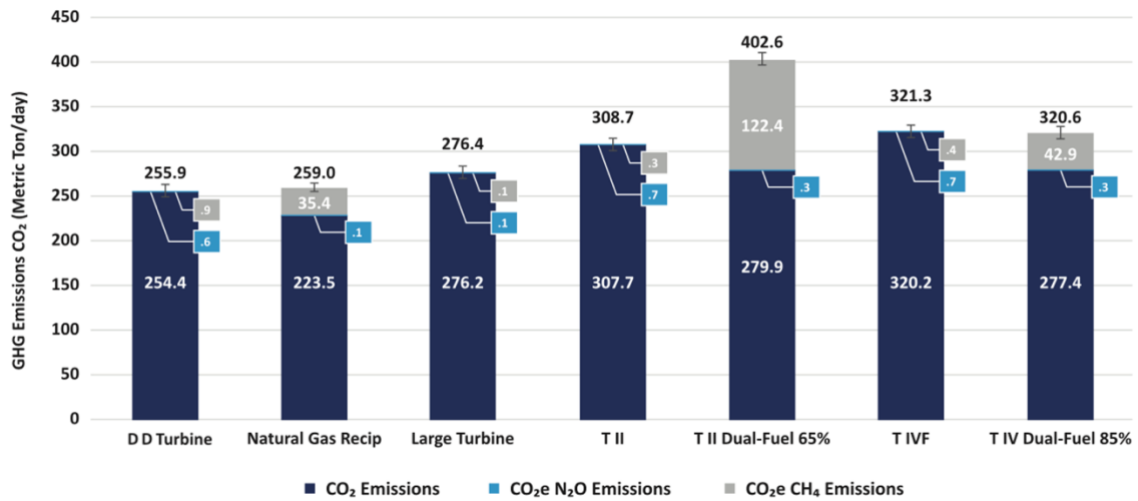


Figura 25: Emisiones de CO₂e para diferentes flotas de fracturación en la Cuenca Permian.

(Fuente: BJ Energy Services)

En este escenario, la diferencia entre la turbina de transmisión directa y otras soluciones se reduce a una reducción de emisiones de 1%-36% CO₂ equivalentes. En este escenario el motor recíprocante de gas natural y la turbina de transmisión directa se encuentran dentro de un margen de incertidumbre y por lo tanto no se puede concluir cuál tiene menores emisiones de CO₂ equivalentes. La eficiencia de combustible de la turbina de transmisión directa disminuye debido a las temperaturas más altas y la altitud más alta dentro del Permian, junto con las cargas más bajas que se colocan en la turbina. La turbina de transmisión directa todavía supera a las otras tecnologías en la reducción de emisiones, como se detalla en la Tabla 5.

	CO ₂ e (Metric Ton/Day)	% Reduction of DD Turbine compared others	Annual CO ₂ e reduction of DD Turbine compared others (Metric Ton/Year)*
Direct Drive Turbine	255,9		
Natural Gas Recip.	259,0	1%	960
Large Turbine	276,4	7%	6.394
Tier II	308,7	17%	16.462
Tier II Dual-Fuel 65%	402,6	36%	45.766
Tier IVF	321,3	20%	20.367
Tier IV Dual-Fuel 85%	320,6	20%	20.163

*Annual CO₂e increase base on 26 operating days per month

Tabla 5: Emisiones comparadas con Direct Drive Turbine en Permian.

(Fuente: BJ Energy Services)

RESULTADOS DEL MODELO DE EMISIONES REGULADAS POR LA EPA

Los motores de gas natural ofrecen una mejora considerable en las emisiones de NOx en comparación con los motores diésel debido a la temperatura de combustión más baja donde la formación de NOx es menos común. Como se muestra en la Figura 26 los motores de turbina de gas natural ofrecen una mejora de aproximadamente el 9% (1,12 frente a 1,02 g/hhp-hr) sobre los motores alternativos de gas natural.

Hoy en día, las turbinas de gas modernas normalmente implementan la tecnología Dry Low Emission (DLE) para reducir las emisiones de NOx del escape. La cantidad de NOx producido depende de la temperatura, con temperaturas de combustión más bajas que producen menos NOx. El método tradicional de reducción de NOx es la tecnología Wet Low Emission (WLE), en la que se utiliza agua o vapor para enfriar la cámara de combustión. Este método hace que la combustión sea menos eficiente y aumenta el consumo de combustible. Además, WLE requiere grandes cantidades de agua limpia. Las turbinas de gas con combustores DLE se desarrollaron para reducir las emisiones de NOx sin estos efectos secundarios indeseables.

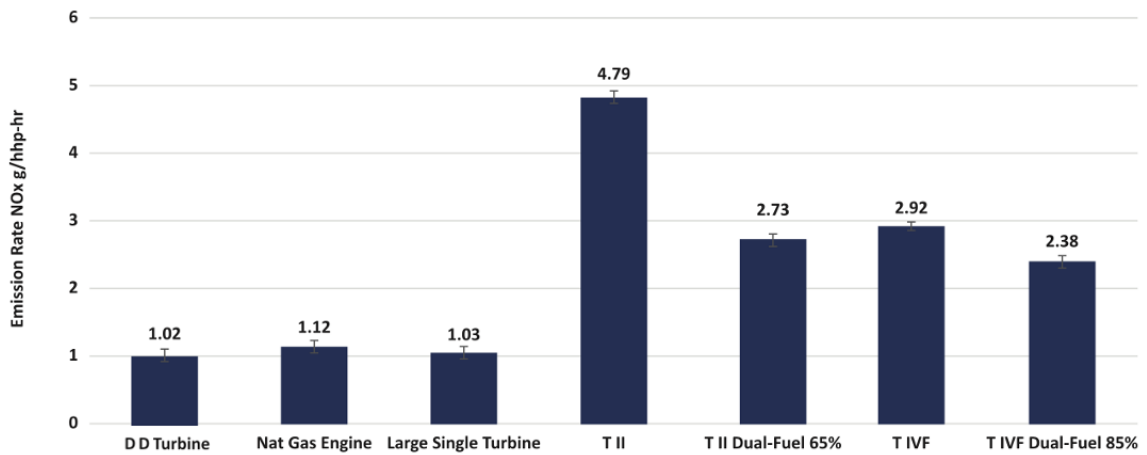


Figura 26: Emisiones de NOx de los distintos tipos de motores.

(Fuente: BJ Energy Services)

Las emisiones de monóxido de carbono dependen del mantenimiento de una proporción adecuada de mezcla de aire y combustible para garantizar una combustión completa. Las emisiones de monóxido de carbono de las turbinas de transmisión directa están muy por debajo del Tier IV (debido a la recirculación de gases de escape) y ofrecen emisiones de CO más bajas que los motores de gas natural (ver Figura 27).

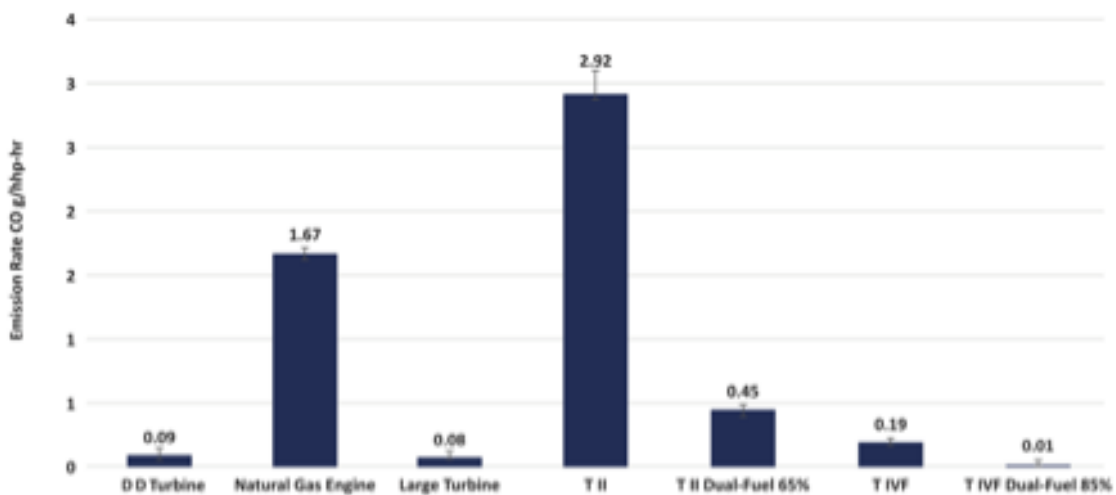


Figura 27: Emisiones de CO de los distintos tipos de motores.

(Fuente: BJ Energy Services)

Otras consideraciones que impactan el perfil de emisiones

Algunas consideraciones no pudieron incluirse en el modelo debido a la variabilidad operativa. Estos factores incluyen:

Los sistemas de combustible dual no logran alcanzar las tasas de sustitución informadas por el OEM: Otro inconveniente de los sistemas de combustible dual es que la relación de sustitución entre el diésel y el gas natural disminuye con cargas altas del motor. En el caso de que se pierda una bomba o aumente la presión, la relación de sustitución puede disminuir. A menudo, se envían más equipos de los necesarios a un lugar para mitigar esta situación, lo que puede resultar en un aumento de las emisiones debido al ralentí y la carga insuficiente de los motores.

Brecha de potencia de la transmisión: con equipos convencionales y de combustible dual, la potencia del motor no se puede utilizar en todo su potencial en algunas condiciones de operación, debido a las características particulares de la transmisión. Si bien el motor puede estar clasificado para una carga específica, es posible que se necesiten más equipos en el lugar para lograr la velocidad requerida si los motores no tienen suficiente par para la relación de transmisión seleccionada. Necesitar más equipo del necesario hace que las bombas funcionen con cargas menos eficientes.

Degradación del motor: el rendimiento del motor se degrada con el aumento de las horas de funcionamiento. Esto puede aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero, junto con el posible escape de metano. Con el tiempo, la relación aire-combustible de un motor se saldrá de los valores ajustados, lo que puede conducir a una combustión incompleta. Por lo tanto, los valores de emisión de los OEM tienden a ser bajos. Este efecto generalmente afecta a los motores alternativos en mayor medida que a los motores de turbina.

6.5. CONSIDERACIONES Y OPORTUNIDADES PARA EL MERCADO LOCAL EN ARGENTINA

El mercado proveedor de fractura hidráulica para la cuenca de Vaca Muerta está compuesto por 5 proveedores (Halliburton, Schlumberger, Calfrac, Weatherford y Tenaris) los cuales totalizan un total de 8 sets de fractura para abastecer toda la demanda del No Convencional.

La totalidad de los facturadores que conforman los 8 sets de fractura son de características Tier II y Tier IV en baja proporción, y la tecnología de combustible dual si bien fue probada exitosamente en algunas pruebas piloto aisladas, aun no está siendo utilizada en la cuenca.

Esta situación representa una oportunidad de desarrollo importante para el mercado del Oil & Gas, tanto por la necesidad de incrementar los sets de fractura que hoy se disponen para la cuenca, lo cual representa una amenaza para el desarrollo intensivo, como así también el camino a recorrer en el reemplazo del diésel como único combustible para la fractura.

El reemplazo del diésel no representa solamente una reducción en el impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero, sino también una oportunidad de reducción del TCO (Total Cost of Ownership) del costo de construcción de pozos por reemplazo del mismo por gas natural. Para entender el orden de magnitud que esto representa, y a partir de fuentes de datos basados en información histórica de consumo de diésel de operadoras del sector productor de shale para operaciones de fractura hidráulica en Argentina, se desarrolla el siguiente cálculo estimativo:

CASO TURBINA DE TRANSMISIÓN DIRECTA

- Escenario Eficiencia 180 etapas mensuales.
 - Consumo litros de diésel por etapa: 11.000 litros

- Costo del diésel estimado: 1,10 USD/litro
- Costo diésel por etapa: USD 12.100
- Total Mes: 2.18 MUSD
- Total Año: 26.14 MUSD

- Consumo de gas estimado por Turbina de Transmisión Directa por etapa: 9.900 Sm³
- Costo de abastecimiento de GNC estimado(*): 4.500 USD/etapa
- Total Mes: 0.81 MUSD
- Total Año: 9.72 MUSD

- **Impacto en TCO anual: -16.42 MUSD**

(*) Para el calculo estimado de GNC por etapa se considera un costo de 12,33 USD/MMbtu el cual se compone de un costo de venta de 4,30 USD/MMbtu y 8,02 USD/MMbtu para lo que representa el servicio de compresión, transporte, regulación y entrega al set de fractura. El consumo de gas por etapa viene dado por fabricante de la turbina y es de 365 MMbtu.

CASO COMBUSTIBLE DUAL CON MOTORES TIER II Y TIER IV

- Escenario Eficiencia 180 etapas mensuales.
 - Consumo litros de diésel por etapa: 11.000 litros
 - Costo del diésel estimado: 1,10 USD/litro
 - Costo diésel por etapa: USD 12.100
 - Total Mes: 2.18 MUSD
 - Total Año: 26.14 MUSD

 - Consumo de gas estimado por Motor adaptado a Dual Fuel: 9.800 Sm³
 - Costo de abastecimiento de GNC estimado + diésel : 8.300 USD/etapa (50% reemplazo)
 - Total Mes: 1.49 MUSD
 - Total Año: 17.93 MUSD

- **Impacto en TCO anual: -8.21 MUSD**

Como se puede apreciar, el impacto en el costo de construcción de pozos es sumamente significativo considerando solamente el costo del combustible, y aunque si bien el costo del servicio de fractura será más alto por las inversiones de capital que necesitan ser realizadas por las compañías de servicio, el resultado continuará siendo positivo hacia la transición del consumo de gas natural en reemplazo del diésel para fractura.

En cuanto a las inversiones de capital necesarias, si consideramos un set de fractura nuevo, puede rondar los 40 millones de dólares para un Tier II/Tier IV mientras que un set de fractura con turbinas de transmisión directa puede rondar los 70 millones de dólares, considerando una amortización en 7 años para cualquier de ambos casos. Para tecnologías de combustible dual, la adaptación es simple y puede realizarse sobre los motores existentes con una instalación de un kit de conversión que ronda los 150 mil dólares por bomba.

Adicionalmente, la migración del uso de gas natural para fractura tanto en formato GNC como GNL representa una oportunidad de desarrollo sumamente necesaria para el país tanto por el desarrollo de tecnologías, como así también la creación de numerosos puestos de trabajo. Asimismo, el desarrollo de esta red podrá incorporar nuevos abastecimientos como pueden ser los rigs de perforación que cuentan con una situación similar tanto en consumo de diésel como en emisiones de gases de efecto invernadero con los sets de fractura hidráulica.

7. CONCLUSIONES

Al evaluar y comparar diferentes tecnologías de fractura hidráulica, es fundamental considerar los diversos factores que afectan las emisiones de funcionamiento del motor, incluida la densidad de energía del combustible, la eficiencia térmica, la energía mecánica a la eficiencia de potencia hidráulica, las condiciones de operación y la configuración del equipo.

Los hallazgos concluyen que la tecnología de turbina de transmisión directa se destaca como la solución líder en emisiones para las operaciones de fractura hidráulica. La ventaja competitiva de esta se deriva de la transferencia eficiente de energía creada por la turbina de gas natural, a través de una línea de transmisión mecánica directa a la bomba, demostrando emisiones de gases de efecto invernadero más bajas que el diésel convencional y otras tecnologías de última generación.

Los sistemas mecánicos de turbina de transmisión directa alimentados por gas natural proporcionan la mayor eficiencia de transferencia de energía. En comparación con los sistemas de transmisión mecánica a base de diésel o de combustible dual, la turbina de transmisión directa también tiene la mayor densidad de potencia y elimina el escape de metano bajo carga. En comparación con los equipos de fractura hidráulica accionados eléctricamente, la transferencia de energía de la turbina a la bomba en la plataforma transmisión directa es mecánica y directa. Esto elimina la pérdida de energía de la generación de electricidad requerida, el acondicionamiento de electricidad, la distribución, la conversión de voltaje y frecuencia para los equipos de fracturación hidráulica que dependen de la generación y transferencia de electricidad.

Otros hallazgos incluyen:

- La eficiencia térmica del motor no debe ser la única medida utilizada para evaluar la entrega real de HHP. Se debe considerar todo el sistema en lo que respecta a la transferencia de energía del motor SHP a HHP en el sitio.
- Todos los motores evaluados se basaron en datos OEM en condiciones ideales, excepto para la turbina de transmisión directa cuya prueba fue realizada en campo por un tercero. Los datos de emisiones proporcionados por el OEM se basan en pruebas de motores desnudos nuevos y excluyen las pérdidas parásitas derivadas de los componentes necesarios, como radiadores de refrigeración, sistemas de lubricación, sistema hidráulico, etc. Para probar con precisión los motores alternativos, se deben realizar pruebas reales para incluir todas las pérdidas parásitas y el motor degradación.
- Como uno de los gases de efecto invernadero más potentes, el metano debe tenerse en cuenta al evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero en los motores alternativos de gas natural y de combustible dual.
- Cuanto mayor sea la carga en la turbina que impulsa las unidades de bombeo, mejor será la economía de combustible y menores las emisiones.
- El uso de equipos de fractura hidráulica accionados por diésel Tier IV no siempre proporciona emisiones de gases de efecto invernadero más bajas en comparación con los motores diésel de Nivel II.
- Se excluye la evaluación de equipos de fractura hidráulica accionados eléctricamente que están conectados a una red eléctrica pública por su baja probabilidad de aplicación en Argentina. Adicionalmente, para evaluar correctamente el impacto de las emisiones de una flota de fractura eléctrica alimentada por una red eléctrica, se deben considerar otros factores, como la fuente de energía y sus emisiones relacionadas.

Finalmente, se vuelve a resaltar la viabilidad económica de estas tecnologías, partiendo de la más costosa en inversión que es la turbina de transmisión directa, hasta los motores eléctricos abastecidos por una turbina grande o generadores a gas natural, cualquiera de estas alternativas nos permiten trazar un camino hacia la transición energética de una manera más limpia, eficiente y sustentable.

8. BIBLIOGRAFIA Y FUENTE DE DATOS

- Agencia Internacional de la Energía: <https://www.iea.org>
- BJ Energy Services. Extracting the Facts: A Scientific Approach to Proper Evaluation of Hydraulic Fracturing Equipment Emissions (2021, December).
- Britannica diesel engine. (2021, October 1st). Retrieved from Britannica.com: <https://www.britannica.com/technology/diesel-engine>.
- Britannica. (2021, February 21st). Retrieved from www.britannica.com: <https://www.britannica.com/technology/diesel-engine/Fuel-injection-technology>.
- Chapa, S. (2019, April 30th). Baker Hughes chooses Permian Basin to debut 'electric frack' technology. Retrieved from Houstonchronicle.com: <https://www.houstonchronicle.com/business/energy/article/Baker-Hughes-chooses-Permian-Basin-to-debut-13808592.php>.
- EPA. (2015, March). Retrieved from www.epa.gov: https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_3_technology_characterization_-_combustion_turbines.pdf
- EPA. (2021, October 1st). Retrieved from www.epa.gov: <https://www.epa.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>
- EPA Global Warming Potential. (2021, October 1st). Retrieved from EPA: <https://www.epa.gov/ghgemissions/understanding-global-warming-potentials>
- Greenhouse Gas Protocol. (2021, October 1st). Retrieved from ghgprotocol.org: https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf
- Hore-Lacy, I. (2011). Nuclear Energy in the 21st Century. In I. Hore-Lacy, Nuclear Energy in the 21st Century (pp. chapter 1, section 6, page 9). London: Academic Press.
- Hoss Belyadi, Fatemeh Belyadi (2016). Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations, and economic analysis.

- IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2008). El abecé del Petróleo y del Gas.
- IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2015). El abecé de los Hidrocarburos en Reservorios No Convencionales.
- IAPG Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (2013). El Abecé del Petróleo y del Gas en el mundo y en Argentina.
- Journal of Petroleum Technology (2021, October). E-Frac—Electric-Powered Fleets: Herald a New Future, But It Won't Happen Overnight
- Kawasaki. (2021, October 1st). Retrieved from Global.kawasaki.com: https://global.kawasaki.com/en/energy/equipment/gas_turbines/outline.html
- Ministerio de Economía: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos>
- Serio, D. D. (2017). Effects of EGR rate on performance and emissions of a diesel power generator fueled by B7. Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, 39, 1919-1927.
- Heywood, J. B. Internal Combustion Engine Fundamentals. Singapore: McGraw Hill International Editions, 1988.
- Wood Mackenzie (2022, March). Vaca Muerta: will growth be perpetual?
- Yousefi, A. (2020). On the Variation of the Effect of Natural Gas Fraction on Dual-Fuel Combustion of Diesel Engine Under Low-to-High Load Conditions. Mechanical Engineering, 17.