

# Estudio enfocado a la atracción de nuevos inversionistas mediante la identificación del mejoramiento de la competitividad en Colombia para yacimientos en roca madre.

Fase 1 - Identificación de las buenas prácticas en temas de investigación e innovación a nivel internacional

29 de marzo de 2018

**Shawn Gallagher**  
Director de Consultoría

**Min Rao**  
Director de Consultoría

**Curtis Smith**  
Director General de Consultoría

**Irena Agalliu**  
Vicepresidente de Consultoría

# Contenido

<b>1</b>	<b>FASE 1 – IDENTIFICACIÓN DE LAS BUENAS PRÁCTICAS .....</b>	<b>3</b>
1.1	ANTECEDENTES.....	3
1.2	ANÁLISIS DE LAS EXTENSIONES PRODUCTIVAS SELECCIONADAS .....	6
1.2.1	<i>Perspectiva general de las principales extensiones productivas de roca madre (esquisto) del mundo .....</i>	<i>6</i>
1.2.1.1	<i>Latinoamérica.....</i>	<i>6</i>
1.2.1.1.1	<i>Extensión Productiva de Vaca Muerta – Cuenca de Neuquén – Argentina .....</i>	<i>6</i>
1.2.1.1.2	<i>Extensión productiva de esquisto – Cuenca del Magdalena Medio – Colombia .....</i>	<i>8</i>
1.2.1.1.3	<i>México – Cuencas de Burgos, Burro Picachos, Sabinas, Tampico, Veracruz, y Chihuahua .....</i>	<i>8</i>
1.2.1.1.4	<i>Brasil – Cuenca del Paraná.....</i>	<i>9</i>
1.2.2	<i>Asia-Pacífico – Australia .....</i>	<i>10</i>
1.2.2.1	<i>Cuenca Cooper y Sub-cuenca Beetaloo - Australia .....</i>	<i>10</i>
1.2.2.2	<i>Cuenca de Cooper .....</i>	<i>10</i>
1.2.3	<i>Europa.....</i>	<i>11</i>
1.2.3.1	<i>Reino Unido – Esquisto de Bowland.....</i>	<i>11</i>
1.2.4	<i>Comunidad de Estados Independientes .....</i>	<i>11</i>
1.2.4.1	<i>Rusia – Cuenca del oeste de Siberia.....</i>	<i>11</i>
1.2.4.2	<i>Ucrania Extensión productiva Upper Visean – Cuenca de Dniéper-Donetsk.....</i>	<i>11</i>
1.2.5	<i>Lejano Oriente.....</i>	<i>12</i>
1.2.5.1	<i>China – Cuencas de Sichuan y Bohai .....</i>	<i>12</i>
1.2.5.2	<i>Indonesia.....</i>	<i>12</i>
1.2.6	<i>Medio Oriente.....</i>	<i>12</i>
1.2.6.1	<i>Arabia Saudita.....</i>	<i>12</i>
1.2.6.2	<i>Omán.....</i>	<i>12</i>
1.2.7	<i>África .....</i>	<i>13</i>
1.2.7.1	<i>Argelia y Túnez – Cuenca Berkine-Illuzi.....</i>	<i>13</i>
1.2.7.2	<i>Sudáfrica – Esquisto Karoo.....</i>	<i>13</i>
1.3	ANÁLISIS DEL DESARROLLO COMERCIAL EXITOSO EN AMÉRICA DEL NORTE .....	14
1.3.1	<i>Eagle Ford Shale .....</i>	<i>15</i>
1.3.2	<i>Extensión productiva Marcellus .....</i>	<i>18</i>
1.3.3	<i>Extensión productiva de esquisto de Montney – Alberta y Columbia Británica.....</i>	<i>21</i>
1.4	EVOLUCIÓN DE LA INNOVACIÓN Y LAS BUENAS PRÁCTICAS EN EXTENSIONES PRODUCTIVAS DE ROCA MADRE (ESQUISTO) EN AMÉRICA DEL NORTE .....	23
1.4.1	<i>Evaluaciones geológicas y de ingeniería de yacimientos, e identificación de puntos óptimos .....</i>	<i>23</i>
1.4.2	<i>Uso de la tecnología y las buenas prácticas.....</i>	<i>23</i>
1.4.2.1	<i>Perforación.....</i>	<i>24</i>
1.4.2.1.1	<i>Torres de perforación .....</i>	<i>24</i>
1.4.2.1.2	<i>Lodos de perforación y fluidos.....</i>	<i>25</i>
1.4.2.1.3	<i>Perforación direccional.....</i>	<i>25</i>
1.4.2.1.4	<i>Medición durante la perforación (MWD).....</i>	<i>25</i>
1.4.2.1.5	<i>Aparejo de fondo de pozo .....</i>	<i>25</i>
1.4.2.1.6	<i>Registro durante la perforación (LWD).....</i>	<i>26</i>
1.4.2.2	<i>Terminación.....</i>	<i>26</i>
1.4.2.2.1	<i>Diseño de terminación.....</i>	<i>26</i>
1.4.2.2.2	<i>Diseño de Frac .....</i>	<i>26</i>
1.4.2.2.3	<i>Agentes apuntalantes.....</i>	<i>27</i>
1.4.2.2.4	<i>Tipos de fluidos, químicos y aditivos.....</i>	<i>28</i>
1.4.2.2.5	<i>Gestión del agua .....</i>	<i>29</i>

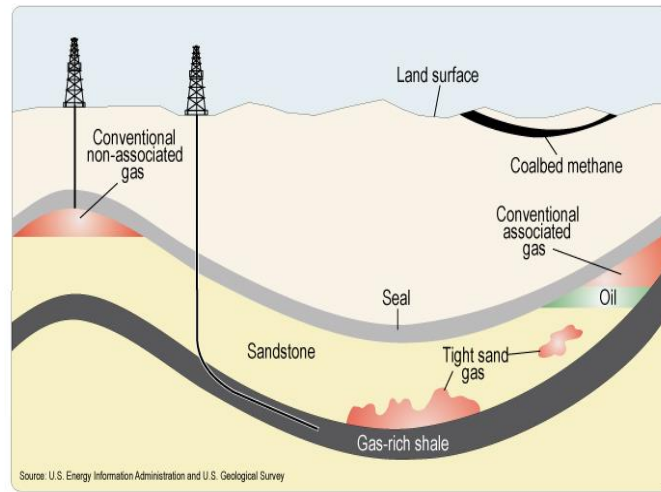
# 1 Fase 1 – Identificación de las buenas prácticas

## 1.1 Antecedentes

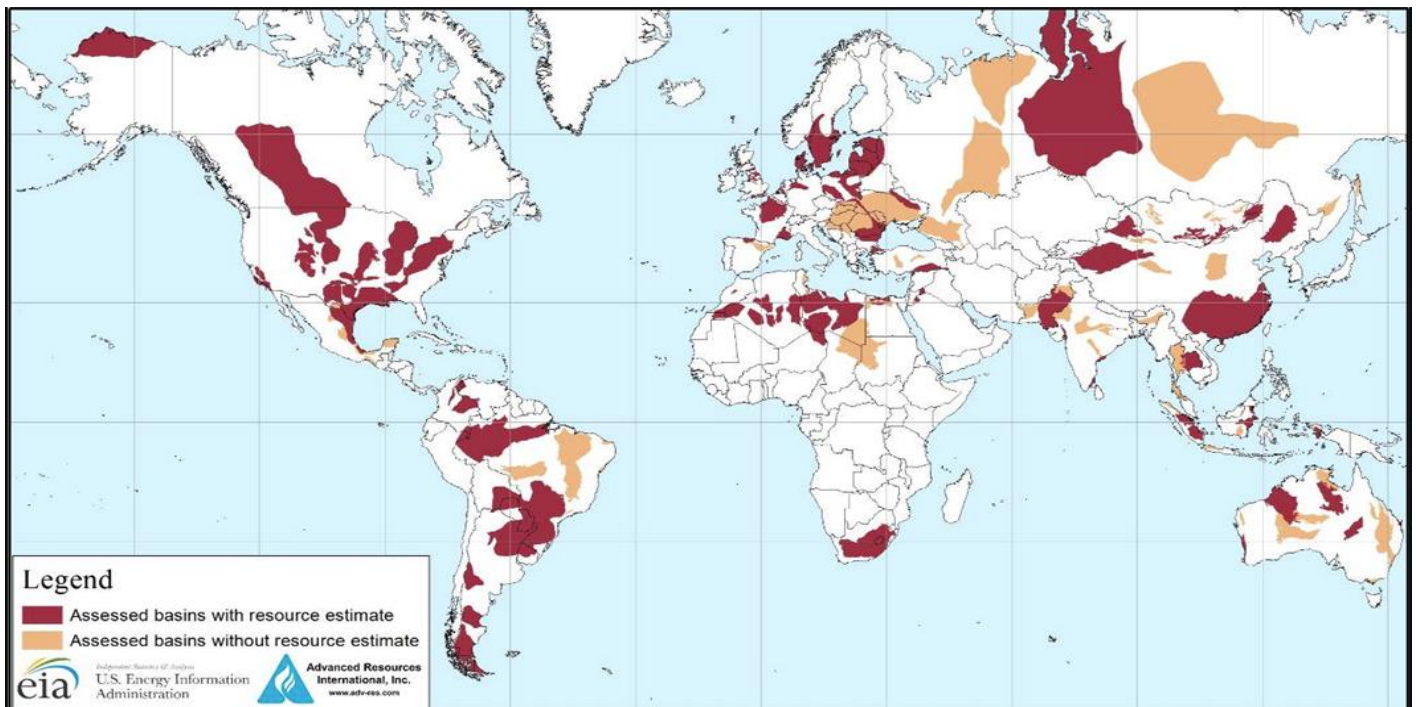
Los recursos de petróleo y gas natural se encuentran y se producen en varios lugares y entornos geológicos. Los hidrocarburos se originan dentro de las rocas madre, que por lo general son extensiones productivas de lutita.

Hasta hace poco, la producción tradicional provenía de las acumulaciones de petróleo y gas convencionales en las que los hidrocarburos migraban de la roca madre de esquisto original a areniscas adyacentes o carbonatos porosos y quedaban atrapados los esquistos suprayacentes. Recientemente, la tecnología ha abierto la puerta para que los hidrocarburos se produzcan directamente en las rocas madre de esquisto como se ilustra en el gráfico de la Figura 1, que muestra las acumulaciones de hidrocarburos convencionales y no convencionales.

**Figura 1: Acumulaciones de hidrocarburos convencionales y no convencionales**



**Figura 2: Cuencas con las formaciones de petróleo y gas de lutita que han sido evaluadas**



## Tipos de acumulaciones de hidrocarburos

**Las acumulaciones de petróleo y gas convencional** se presentan cuando el petróleo y el gas migran desde los esquistos ricos en hidrocarburos a una formación de arenisca adyacente o suprayacente, y luego quedan atrapados por una formación impermeable suprayacente, llamada sello. El gas asociado se acumula junto con el petróleo, en tanto que el gas no asociado no se acumula con el petróleo.

**Las acumulaciones de esquistos ricos en gas** se producen en la roca madre de muchos recursos de gas natural, pero, hasta ahora, no han sido un objetivo de producción. La perforación horizontal y la fracturación hidráulica han hecho que el gas de esquisto sea una alternativa económicamente viable para los recursos de gas convencionales.

**Las acumulaciones de gas de arenas compactas** se presentan en una variedad de entornos geológicos donde el gas migra desde una roca madre a una formación de arenisca de baja permeabilidad, pero tiene una capacidad limitada para migrar hacia arriba debido a la baja permeabilidad de la arenisca.

**El metano de yacimiento de carbón** no migra del esquisto, sino que se genera durante la transformación del material orgánico en carbón.

**El petróleo de esquisto** se produce a partir de la roca madre mediante pirólisis, hidrogenación o disolución térmica. Estos procesos convierten la materia orgánica dentro de la roca (querógeno) en petróleo y gas. El petróleo resultante es similar a los petróleos convencionales, aunque se han producido con mayor éxito petróleos más livianos y menos viscosos. Este petróleo se puede usar inmediatamente como combustible o puede ser mejorado para ser ajustado a las especificaciones de la carga de alimentación de una refinería.

El término "petróleo de esquisto" también se usa para petróleo crudo producido a partir de formaciones de baja permeabilidad. Sin embargo, para evitar confusiones en lo que respecta a la diferencia entre el petróleo producido en los yacimientos de baja permeabilidad y el petróleo crudo de los esquistos bituminosos, el término "petróleo de formaciones compactas" generalmente se usa para describir el petróleo producido en todos los yacimientos de baja permeabilidad, incluidos los esquistos

Se han identificado recursos de hidrocarburos en 137 formaciones de esquisto en 42 países en todo el mundo. Los recursos mundiales de petróleo y gas de esquisto representan el 10% del petróleo crudo total y el 32% de los recursos mundiales técnicamente recuperables utilizando las tecnologías actuales para la recuperación pero excluyendo la rentabilidad económica. La siguiente tabla proporciona una lista de los 28 países con el mayor volumen de petróleo y gas de esquisto técnicamente recuperable y el rango de recursos de cada país.

**Tabla 1: Estimado de los recursos no convencionales técnicamente recuperables**

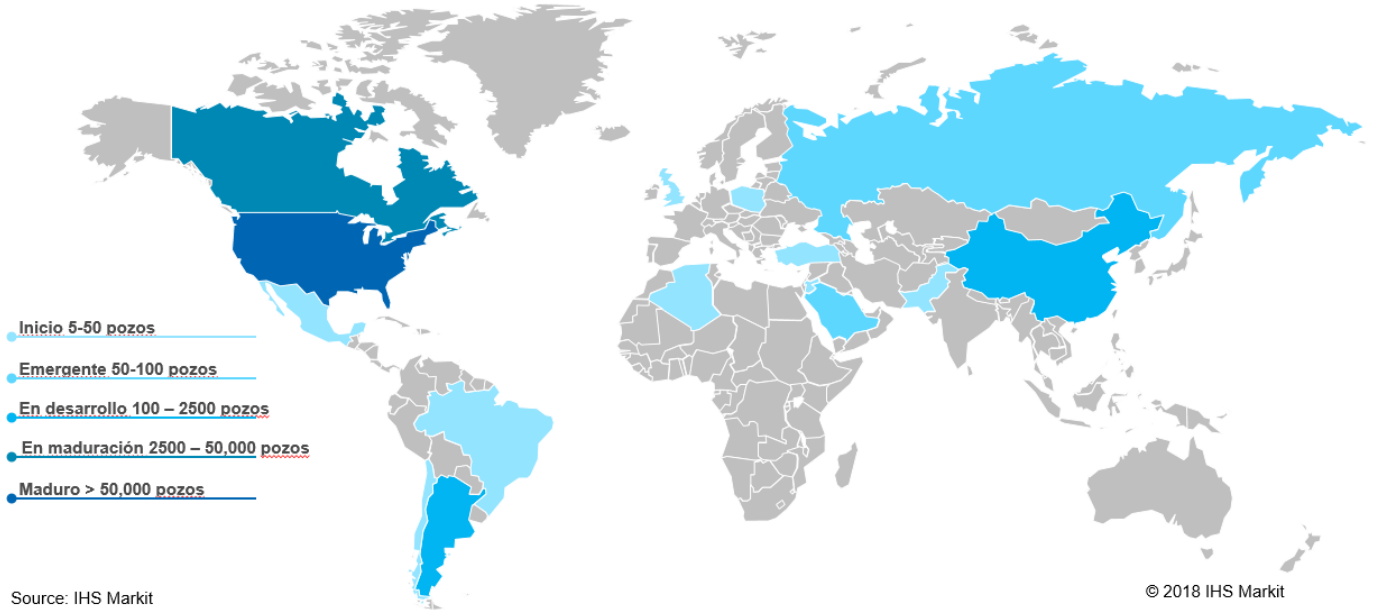
Recursos	Jurisdicción
<10 mmbep	Austria, Colombia, Dinamarca, Francia, Alemania, Latvia, Libia, Malasia, Marruecos, Sudáfrica, España, Suecia, Tailandia, Ucrania, Zimbabwe
10-50 mmbep	Argelia, Brasil, Bolivia, Indonesia, México, Polonia, Rusia, Reino Unido
50-100 mmbep	Argentina, China
<b>100-200- mmbep</b>	Canadá
>200 mmbep	Australia, Estados Unidos

Fuente: IHS Markit

© 2018 IHS Markit

Los Estados Unidos y Canadá son las únicas jurisdicciones con niveles de actividades comerciales continuas de petróleo y gas no convencional. En Estados Unidos y Canadá se han desarrollado comercialmente más de 150,000 pozos no convencionales. Las demás jurisdicciones con actividades no convencionales todavía se encuentran en las primeras etapas de evaluación y producción piloto. Ningún país fuera de los EE. UU. Y Canadá ha perforado más de 1000 pozos no convencionales. Consulte la Figura 3 a continuación para obtener detalles sobre las actividades de perforación.

**Figura 3: Actividades de perforación de petróleo y gas no convencional a nivel mundial**



Los desarrollos no convencionales siguen una estrategia de desarrollo diferente a los desarrollos convencionales en tierra o en alta mar. Las fases iniciales de evaluación requieren estudios geológicos similares y evaluaciones para identificar posibles puntos óptimos o áreas con las mejores propiedades geológicas. Una vez que se ha establecido la comercialidad, el desarrollo se presenta más como un proceso de "fabricación", donde el éxito depende de la reducción de costos y el aumento del rendimiento, lo que se logra con una mejora tecnológica continua y el aumento de la eficiencia. La figura 4 a continuación detalla el proceso de desarrollo tal como se realizó en las extensiones productivas de América del Norte. Se prevé que los desarrollos posteriores a nivel mundial sigan el mismo plan.

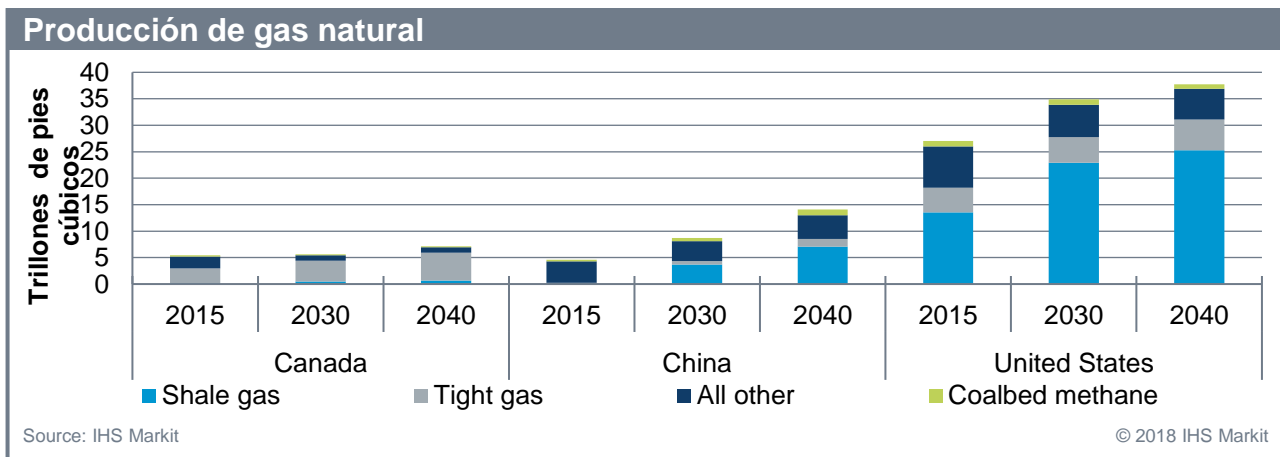
**Figura 4: Esquema de desarrollo de una extensión productiva no convencional**



El primer proyecto de desarrollo comercial no convencional comenzó a principios de 2000 en Barnett Shale en el norte de Texas y continuó en otras extensiones productivas de esquisto de Estados Unidos del 2006 hasta 2012 con proyectos de desarrollo no convencionales en Bakken Shale (Dakota del Norte), Eagle Ford Shale (Texas), Marcellus Shale (Pensilvania y Virginia Occidental), y varios esquistos dentro de la cuenca del Pérmico (Texas).

Aunque los proyectos de desarrollo de la extensiones productivas de esquisto solo existen desde hace menos de 20 años, se están convirtiendo en una fuente cada vez más importante de suministros de petróleo y gas natural, particularmente en los Estados Unidos. En 2015, el desarrollo de recursos de esquisto representó la mitad de toda la producción de gas natural de EE. UU. y se espera que aumente a casi 70% para 2040. La figura 5 muestra las estimaciones de EIA para el crecimiento previsto de los recursos de gas natural en tres de los principales países productores: EE. UU., Canadá y China.

**Figura 5: Perspectiva de la producción de gas natural**



## 1.2 Análisis de las extensiones productivas seleccionadas

### 1.2.1 Perspectiva general de las principales extensiones productivas de roca madre (esquisto) del mundo

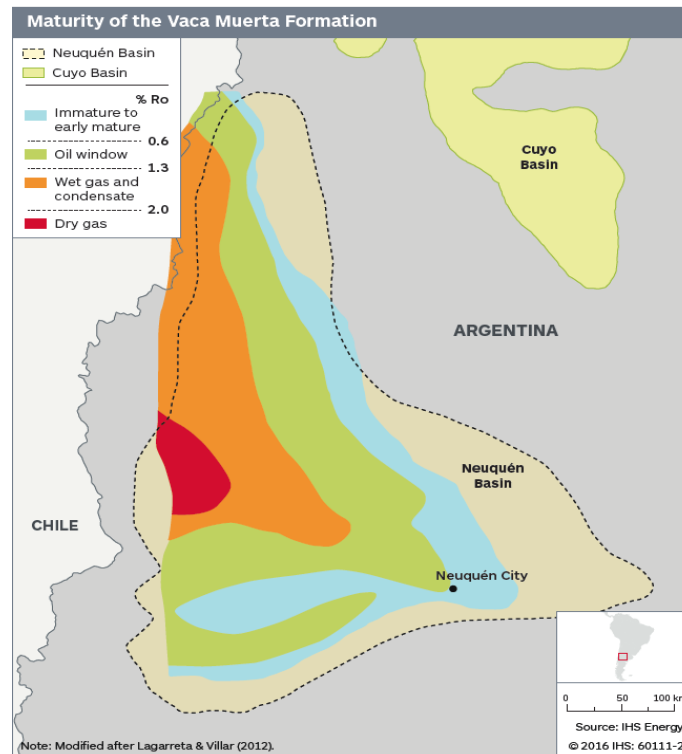
A nivel mundial, se han identificado 137 extensiones productivas de esquisto diferentes en más de 40 jurisdicciones como posibles objetivos comerciales. Fuera de América del Norte, las evaluaciones y análisis realizados en estas extensiones productivas han sido limitados, aunque, se están desarrollando algunas actividades de exploración. Los esquistos más prospectivos están compuestos por minerales frágiles con un mayor contenido de cuarzo y carbonato y menor contenido de arcilla, lo que hace que la roca responda más favorablemente a la estimulación hidráulica (“frackable”). Además, los geólogos buscan zonas de mayor porosidad, mayor contenido total de carbono orgánico (TOC), zonas de mayor presión y micro fracturas dentro de la roca, todo lo cual proporciona las propiedades claves necesarias para producir hidrocarburos del esquisto.

#### 1.2.1.1 Latinoamérica

Cuatro países de Latinoamérica: México, Colombia, Argentina y Brasil cuentan con extensiones productivas de esquisto con potencial para el desarrollo comercial. De estos países, la extensión productiva en la que ha habido mayor actividad hasta la fecha es Vaca Muerta de Argentina. Por lo tanto, es la extensión productiva que se conoce mejor actualmente en Latinoamérica.

##### 1.2.1.1.1 Extensión Productiva de Vaca Muerta – Cuenca de Neuquén – Argentina

La extensión productiva de Vaca Muerta se compone de esquisto finamente estratificado de color negro y gris oscuro y lodolitas y calizas litográficas cuyo espesor varía entre 50 y 300 metros. El esquisto marino rico en materia orgánica fue depositado en un entorno de oxígeno limitado y contiene querógeno tipo II. Aunque es un poco más delgado que el de la formación Los Molles, el esquisto de Vaca Muerta tiene un TOC más alto, mejor mineralogía y está más extendido en toda la cuenca de Neuquén, por lo que parece ser el mejor candidato para la producción comercial.

**Figure 6: Madurez de la formación Vaca Muerta**

El análisis mineralógico confirma que Vaca Muerta tiene una alta proporción de litología carbonatada dentro del esquisto, muy similar al esquisto de Eagle Ford ubicado en el sur de Texas. Además, el esquisto de Vaca Muerta es más grueso que la mayoría de los yacimientos de esquisto en América del Norte y ha tenido más actividad comercial que cualquier otra extensión productiva fuera de América del Norte.

La concesión de Loma Campana fue la primera concesión de explotación no convencional otorgada por el gobierno y es el único bloque que iniciará un desarrollo a gran escala. Loma Campana actualmente tiene más de 450 pozos de desarrollo. Aunque Vaca Muerta está más desarrollada que otras extensiones productivas fuera de América del Norte, se han perforado relativamente pocos pozos en comparación con sus análogos en América del Norte.

En general, se han perforado más de 600 pozos en Vaca Muerta, la mayoría de los cuales se concentran en la operación conjunta Loma Campana de YPF y Chevron. En comparación, se han perforado más de 19,000 pozos en la extensión productiva Eagle Ford. Actualmente, menos del 10% de los pozos existentes en Vaca Muerta son horizontales; sin embargo, los resultados positivos recientes sugieren que los pozos horizontales tendrán un papel cada vez más importante en el desarrollo de la extensión productiva en el futuro. Hay 14 operadores activos en el área, incluidos YPF, ExxonMobil, Chevron, Shell y compañías regionales como PlusPetrol, Tecpetrol, Pan American y Pampa Energia. La compañía más activa hasta ahora es YPF, que tiene más de 530 pozos de exploración en el área, concentrados principalmente en el área de Loma Campana.

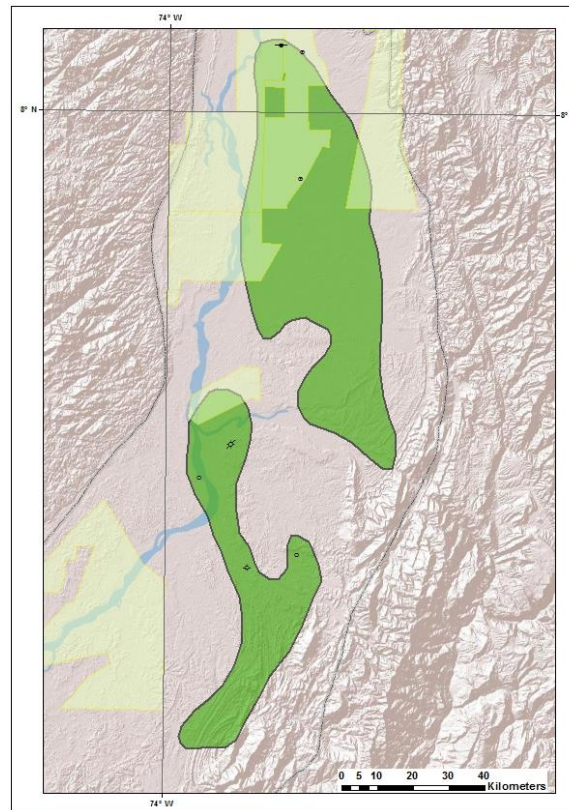
Los operadores se encuentran al comienzo de la curva de aprendizaje para conocer la extensión productiva, y los puntos óptimos aún quedan por identificar y delinear. El avance de la producción inicial, las tasas de declive y las tasas de recuperación finales serán factores determinantes del éxito de la extensión productiva. Dada la variabilidad de la geología de Vaca Muerta, la combinación óptima de profundidad de perforación, longitud lateral y patrón de fracturamiento variará en toda la extensión de la cuenca.

El área más prospectiva de Vaca Muerta es de aproximadamente 13,000 km<sup>2</sup> y consta de 46 bloques que se extienden a lo largo de las cuatro principales emplazamientos de hidrocarburos: petróleo liviano, gas seco, gas húmedo y petróleo negro, similar a la extensión productiva de los EE. UU. Eagle Ford.

### 1.2.1.1.2 Extensión productiva de esquisto – Cuenca del Magdalena Medio – Colombia

La formación cretácica La Luna tiene un rango de profundidad de entre 914 m a un poco más de 4572 m en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y es orgánicamente rica principalmente en querógeno tipo II. Las extensiones productivas análogas a La Luna en América del Norte son el esquisto de Barnett para la sub-extensión productiva de gas seco y esquisto de Eagle Ford para las sub-extensiones productivas de gas y petróleo húmedo. La Figura 7 a continuación muestra la superficie de la extensión productiva en toda la cuenca.

**Figura 7: Extensión productiva de esquisto La Luna**



**Middle Magdalena Basin**

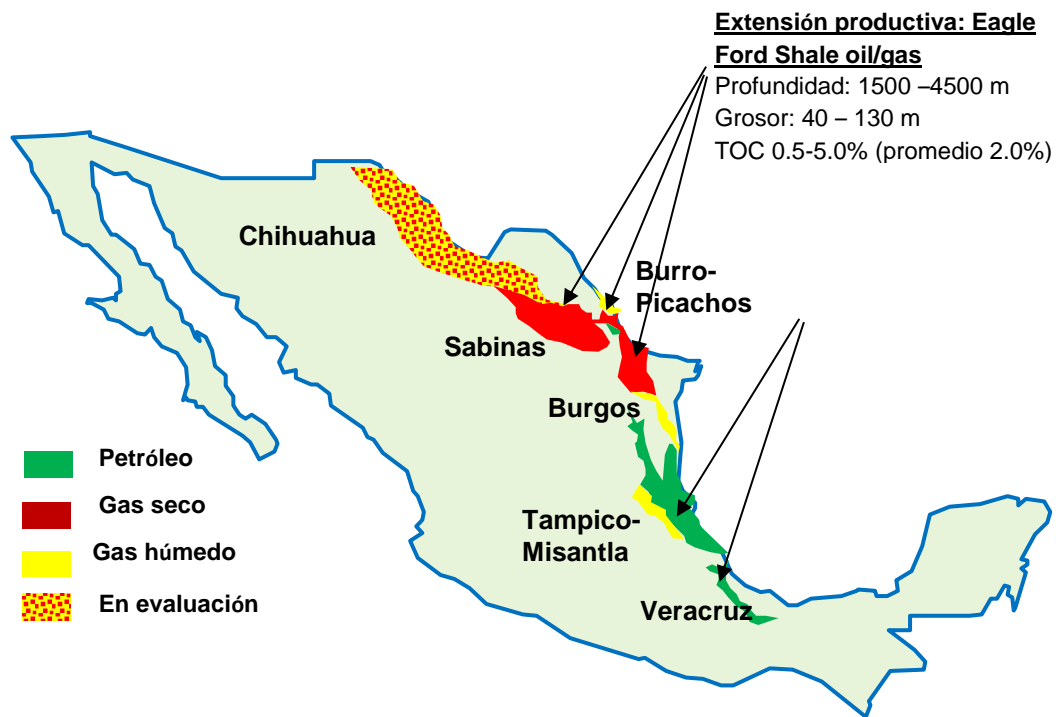
La extensión productiva de esquisto La Luna aún se encuentra en la etapa inicial de exploración y la mayor parte de la actividad se concentra en la cuenca del Magdalena Medio, cerca del mercado de Bogotá. A junio de 2013, no se habían llevado a cabo actividades de desarrollo o evaluación, pero en los últimos años varias compañías han iniciado programas de exploración de petróleo y gas de esquisto en sus arrendamientos convencionales existentes. En 2012, se perforaron pozos de exploración verticales y horizontales, incluidas varias reentradas.

Las formaciones de esquisto en las cuencas cercanas de Llanos y Maracaibo/Catatumbo aún no se han probado, pero también tienen un buen potencial de petróleo y gas de esquisto. No se puede proporcionar detalles adicionales debido a que ha habido poca o ninguna actividad.

### 1.2.1.1.3 México – Cuencas de Burgos, Burro Picachos, Sabinas, Tampico, Veracruz, y Chihuahua

México cuenta con una gran base prospectiva de recursos de esquisto con estimaciones de recursos prospectivos que oscilan entre 150 y 459 Tcf. Los esquistos de La Casita, Eagle Ford y Pimienta Jurásica se encuentran en seis cuencas en el este de México. La Figura 8 a continuación muestra un mapa y detalles de las diferentes extensiones productivas de esquisto en México.



**Figura 8: Extensiones productivas de esquisto en México**

Dentro de estas cuencas, solo se han perforado hasta ahora 25 pozos con 11 pozos productivos, nueve de los cuales todavía están en producción. Los 14 pozos restantes todavía se consideran descubrimientos o fueron taponados y abandonados porque no se consideraron comerciales. La formación La Casita/Eagle Ford es una prolongación de la extensión productiva de Eagle Ford ubicada en el sur de Texas.

#### 1.2.1.1.4 Brasil – Cuenca del Paraná

En Brasil, la extensión productiva de esquisto identificada es la formación Devonian Ponta Grossa, que se encuentra en la cuenca del Paraná, cerca de las fronteras con Paraguay y Argentina. Los esquistos negros orgánicamente ricos fueron depositados en una secuencia transgresiva sobre la discordancia del Silúrico Tardío, con arenisca transgresiva en la base de la formación, ascendiendo hacia los esquistos marinos más ricos en materia orgánica. La mayoría de la parte superior de la formación se ha erosionado en las partes orientales y meridionales extremas de la cuenca, por lo que la extensión productiva solo es prospectiva en la parte occidental de la cuenca. La continuidad de la extensión productiva hará que sea difícil encontrar un punto óptimo. Los valores TOC van del 1 al 4.6%, con un promedio de 2.5%. La información disponible sobre esta extensión productiva de gas es limitada y hasta el momento no se ha llevado a cabo ninguna actividad de perforación. En la siguiente figura se puede observar un mapa de la extensión productiva. La madurez térmica de 0.7 a 1.4 indica que podría ser una extensión productiva de petróleo.

Logísticamente, la ubicación remota y la falta de infraestructura pueden obstaculizar el desarrollo. Además, la cadena de suministro del sector de servicios es muy limitada en el área, al igual que la mano de obra calificada.

**Figura 9: Extensiones productivas de esquisto en Brasil****Extensión productiva: gas de esquisto****Paraná Devónica**

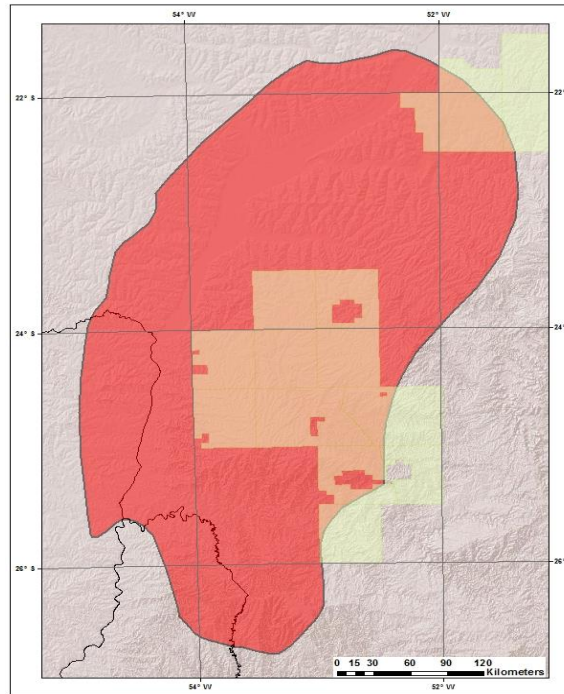
Profundidad: 3000 –4400 m

Grosor: 5 – 50 m (Promedio 16 m)

Gradiente de presión: 0.50 psi/ft

TOC 1.5-4.6% (promedio 2.5%)

Madurez 0.7-1.4%Ro (promedio 1.2%Ro)

**1.2.2 Asia-Pacífico – Australia**

En Australia hay seis cuencas con extensiones productivas de esquisto, pero solo dos de ellas han visto actividad de perforación. El área más prospectiva es la subcuenca Beetaloo de la cuenca MacArthur en el Territorio del Norte, pero también ha habido actividad de exploración en la Cuenca Cooper, que se encuentra en Queensland y Australia del Sur.

**1.2.2.1 Cuenca Cooper y Sub-cuenca Beetaloo - Australia**

En la Subcuenca Beetaloo, las formaciones Barney Creek y Velkerri han sido identificadas como las principales extensiones productivas de gas de esquisto con el mayor potencial para la producción comercial, y actualmente se están explorando y evaluando.

La formación Velkerri es un esquisto laminado de color gris medio a negro, con capas delgadas intercaladas de limolita y piedra arenisca de grano fino, depositado en ambientes marinos someros a cercanos a la costa. El esquisto medio de la formación Velkerri tiene el contenido orgánico más alto, registrando un máximo TOC de 12.5%, con un índice de hidrógeno (HI) que varía de 200 a 630 mg HC/g TOC en las muestras menos maduras. La mejor extensión productiva análoga de América del Norte es la sub-extensión productiva de gas seco Eagle Ford.

Otros posibles objetivos de esquistos no convencionales en la cuenca incluyen la Formación Kyalla, la formación Yalco y Caranbirini parte de la formación Lynott, aunque su espesor y madurez requieren un mapeo detallado.

**1.2.2.2 Cuenca de Cooper**

Existen dos posibles extensiones productivas de esquisto en la Cuenca de Cooper: las extensiones productivas de gas compacto de Patchawarra y de gas de esquisto REM. Ambas están en un rango de profundidad de 2000 a 3200 m. El gas compacto de Patchawarra tiene una profundidad promedio de 45 m y la extensión productiva de esquisto REM tiene un grosor promedio de 110 m. Se han perforado pozos para metano y gas de esquisto en yacimientos de carbón en las concesiones de exploración aquí, pero no hay producción comercial en este momento.

Los desafíos de desarrollo en Australia incluyen zonas productivas delgadas y continuidad de las extensiones productivas con cambios de facies. Si bien hay pocos o ningún riesgo en la superficie, las ubicaciones remotas, suministro de agua y un sector de servicios limitado en la cadena de suministro podrían obstaculizar el desarrollo. Durante la última década varias compañías importantes han ingresado a Australia para explorar el gas de esquisto: Chevron, ConocoPhillips, BG, aunque ha habido poca o ninguna actividad de desarrollo.

### 1.2.3 Europa

En Europa existen varias extensiones productivas de esquisto, pero dos de las posibles extensiones productivas de esquisto se destacan por ser las que tienen más probabilidad de éxito: el esquisto de Bowland en el Reino Unido y la extensión productiva de petróleo compacto y gas de esquisto de Posidonia en la Baja Sajonia de Alemania. Actualmente, en Alemania no se permiten desarrollos no convencionales, lo que eliminó la consideración de Posidonia. Por lo tanto, este análisis solo incluirá el esquisto Bowland ya que es más probable que sea desarrollado.

#### 1.2.3.1 Reino Unido – Esquisto de Bowland

El esquisto carbonoso Bowland se encuentra en cinco áreas diferentes en el centro de Inglaterra. Se han otorgado contratos de exploración en dos áreas: la cuenca central de Lancashire y Gainsborough Trough. La extensión productiva aún se encuentra en las primeras etapas de análisis con solo tres pozos perforados hasta el momento específicamente direccionados al esquisto Bowland de la cuenca central de Lancaster. Solo 64 pozos de exploración y evaluación alcanzaron profundidades suficientes para penetrar el esquisto Bowland y registrar más de 15 m de espesor neto de esquisto.

Dentro de cada una de las cuencas, los esquistos de aguas profundas pasan lateralmente a calizas de plataformas de aguas someras y areniscas deltaicas. Varios intervalos de esquisto dentro de Bowland tienen un grosor superior a 60 m que podrían ser desarrollados utilizando tecnología de perforación horizontal. El rango observado de valores TOC en la unidad Bowland-Hodder (promedio 1-3%, máximo 8%) es comparable a muchos de los análogos productores de gas esquisto de Norteamérica. Para este estudio, la extensión productiva de gas de esquisto Bowland en la cuenca central de Lancashire ha sido seleccionada para modelación. La extensión productiva de gas seco de Fayetteville ha sido seleccionada como la análoga de América del Norte.

El esquisto de Bowland tiene una compleja continuidad productiva con cambios de facies. Si bien existe una cadena de suministro del sector de servicios eficiente, será necesario desarrollar habilidades específicas en técnicas de perforación y terminación no convencional.

### 1.2.4 Comunidad de Estados Independientes

La antigua Unión Soviética tiene varias extensiones productivas de esquisto ubicadas en Siberia, en el centro de Rusia, y en el norte de Ucrania, cerca de la frontera con Rusia.

#### 1.2.4.1 Rusia – Cuenca del oeste de Siberia

En la cuenca del oeste de Siberia, hay cinco extensiones productivas de petróleo y gas de esquisto superpuestas y adyacentes. La principal es la extensión productiva de gas de esquisto Bazhenov ubicada en el norte de la cuenca cerca del Océano Ártico. Las formaciones cambian de gas de esquisto a una mezcla de gas compacto y gas húmedo y luego a petróleo compacto avanzando más hacia el sur. Las extensiones productivas se encuentran a profundidades de 2000 a 4300m con las áreas más profundas de la extensión productiva de gas de esquisto cerca del Océano Ártico. La extensión productiva de petróleo compacto de Achimov se superpone a estas extensiones productivas y tiene el esquisto de Bazhenov como su roca madre. Las extensiones productivas de Bazhenov tienen un grosor de 20 a 35 m, en tanto que el esquisto de Achimov tiene alrededor de 15 m de espesor. Lo remoto de su ubicación y las severas condiciones climáticas en estas extensiones productivas se constituyen en un desafío significativo para su desarrollo, además, de las limitaciones del sector de servicios y de la inviolabilidad contractual, la debilidad de las instituciones gubernamentales, la alta carga regulatoria y la falta de transparencia.

#### 1.2.4.2 Ucrania Extensión productiva Upper Visean – Cuenca de Dniéper-Donetsk

La extensión productiva de gas de esquisto Upper Visean ubicada en la cuenca Dnieper-Donetsk se encuentra en el este de Ucrania. La profundidad de la extensión productiva oscila entre 1000 y 5000 m con un espesor promedio de 50 m. La profundidad de la extensión productiva en ciertas partes dará lugar a desafíos de desarrollo. En este momento, la actividad exploratoria en esta región ha sido limitada. Los desafíos técnicos de esta extensión productiva se relacionan con la disponibilidad limitada de agua, la falta de una cadena de suministro del sector de servicios y una fuerza de trabajo cuyas capacidades en técnicas de perforación y terminación no convencionales, son limitadas. Los riesgos en la superficie del área incluyen inestabilidad política, un pobre historial de inviolabilidad contractual, altas cargas regulatorias y una falta general de transparencia.

## 1.2.5 Lejano Oriente

En el este de Asia, hay varias extensiones productivas prospectivas de gas de esquisto ubicadas en China e Indonesia, que en su mayoría son gas de esquisto.

### 1.2.5.1 China – Cuencas de Sichuan y Bohai

Los proyectos de gas de esquisto en China se han centrado en la cuenca de Sichuan, ubicada en el centro de China, con extensiones productivas de esquisto adicionales en la cuenca de Bohai. La cuenca de Sichuan ha visto la mayor actividad, debido a la ubicación de tres extensiones productivas de gas de esquisto y una extensión productiva de petróleo compacto subyacente. Las profundidades de gas de esquisto aquí son mucho más profundas (hasta 5000 m) que las extensiones productivas de América del Norte, lo que aumenta la complejidad y el costo de desarrollo. En estas extensiones productivas es difícil encontrar los puntos óptimos debido a los cambios de facies a lo largo de las extensiones productivas.

China tiene importantes reservas de esquisto, pero existen desafíos considerables para el desarrollo de estos recursos, incluidos entre otros, topografía, geología, suministro de agua, infraestructura, condiciones fiscales desfavorables, mano de obra inexperta y profundidad de estas extensiones productivas. El gobierno chino está promoviendo activamente los proyectos de gas de esquisto y ha establecido políticas y programas para alentar y promover el desarrollo de esquisto a fin de aumentar los suministros energéticos nacionales. La limitación de la cadena de suministro del sector de servicios y el escaso suministro de agua en algunas regiones crean desafíos. La mayoría de los contratos están dominados por empresas chinas, lo que dificulta el acceso de las compañías extranjeras interesadas en invertir a las extensiones productivas, aunque varias CNP han ingresado al área. Las compañías petroleras nacionales de China, como PetroChina, CNPC y Sinopec, están impulsando nuevos desarrollos no convencionales con un fuerte apoyo del gobierno chino. Las CNP chinas han buscado alianzas con compañías internacionales, incluidas Shell, Chevron y BP para la exploración y desarrollo de esquisto.

### 1.2.5.2 Indonesia

Hay varias extensiones productivas de esquisto no convencionales en la cuenca de Sumatra en Indonesia. El TOC oscila entre 0.5 y 1.0% en el esquisto Bampo y 2 y 6% en el esquisto Talang Akar. Se esperan variaciones locales debido a la complejidad de la estructura geológica de la región. La disponibilidad de datos es limitada debido a la falta actual de actividad de exploración o desarrollo en el área. La mayor parte de la inversión en recursos no convencionales en Indonesia se ha centrado en el metano de yacimiento de carbón en lugar del gas de esquisto.

## 1.2.6 Medio Oriente

En el Medio Oriente en Arabia Saudita y Omán se encuentran dos posibles cuencas de esquisto. En ambas regiones, los recursos están ubicados mucho más profundo que las extensiones productivas de esquisto de América del Norte.

### 1.2.6.1 Arabia Saudita

La extensión productiva de gas de esquisto de la formación Inferior Silúrico Qusaiba de Arabia Saudita se encuentra en el sureste de Arabia Saudita, cerca de las fronteras de Qatar y Omán. La extensión productiva tiene una profundidad que oscila entre 1000 y 4000 m y un grosor promedio de 30 m. La información pública disponible sobre las actividades en esta extensión productiva es muy limitada. La extensión productiva abarca un área muy grande, lo que dificultará la búsqueda de los puntos óptimos de la misma. Si bien existe una cadena de suministro del sector de servicios eficiente en la región, sería necesario desarrollar capacidades en habilidades y equipos para las técnicas de perforación y terminación no convencionales. La transparencia limitada, las restricciones a los operadores extranjeros y el suministro limitado de agua en Arabia Saudita plantearán importantes desafíos para el desarrollo.

### 1.2.6.2 Omán

En Omán hay cuatro extensiones productivas de gas compacto. Se han otorgado licencias de exploración para las partes centrales de la extensión productiva donde existe una superposición con las actividades convencionales. Se han perforado varios pozos en busca de gas compacto. Las profundidades de las extensiones productivas oscilan entre 3800 y 5000 m de profundidad. El yacimiento de Barik tiene un grosor promedio de 60 m. Los gradientes de presión y la porosidad son consistentes con un promedio de porosidad de alrededor del 6% en todas las extensiones productivas. Solo se han perforado 5 pozos pilotos horizontales en Omán. Los yacimientos en estas extensiones productivas son muy complejos y conllevarán a desafíos en el desarrollo. Al igual que en Arabia Saudita, el clima desértico causará

problemas con el abastecimiento de agua. El sector de hidrocarburos de Omán está dominado por la compañía petrolera estatal, PDO, aunque algunas compañías extranjeras, como BP, han adquirido un papel más activo. La limitada cadena de suministro relacionada con desarrollos no convencionales y los requisitos de contenido local también puede obstaculizar el desarrollo.

### 1.2.7 África

Dos extensiones productivas potenciales de petróleo y gas compacto se encuentran agrupadas en la cuenca Berkine-Illuzi a lo largo de la frontera entre Túnez, Libia y Argelia y otra extensión productiva de gas de esquisto se encuentra en la cuenca Karoo en Sudáfrica, como se muestra a continuación.

#### 1.2.7.1 Argelia y Túnez – Cuenca Berkine-Illuzi

Tres extensiones productivas ubicadas en las cuencas Berkine- Illuzi en Argelia y Túnez tienen un potencial para el petróleo y gas compacto. Estas extensiones productivas están agrupadas cerca de la frontera con Argelia, Túnez y Libia en áreas donde actualmente hay más de 150 licencias para exploración y explotación convencional.

La secuencia de la formación inferior silúrico contiene la roca madre principal de las cuencas paleozoica y triásica de la plataforma sahariana. Las rocas madre del silúrico han sido sometidas a un enterramiento considerable durante largos períodos de tiempo y, por esta razón, los petróleos exhiben una característica bastante avanzada de maduración y composición general. Están en un estado maduro o demasiado maduro a lo largo de toda la cuenca. La formación consiste en esquistos micáceos, limosos y endurecidos de color negro oscuro, laminados localmente con finas costuras de silíceas endurecidas y areniscas finas de color oscuro-blanco, en tanto que la parte inferior está formada por esquistos negros, laminados y radioactivos ("calientes"), que tienen excelentes características de roca madre.

El potencial de roca madre para los esquistos devonianos se limita generalmente a los intervalos del Devónico Medio-Superior, particularmente los esquistos de la formación de Frasnian, que son los más ricos de la sección. Los esquistos Frasnian "calientes" son las segundas rocas madre paleozoicas más importantes de la plataforma del Sahara, y forman una de las principales fuentes de roca madre de las cuencas Berkine (Ghadames) e Illizi. La madurez térmica de los esquistos de la formación de Frasnian generalmente refleja la de las rocas madre de la formación silúrica, pero a niveles menos elevados con Ro de 1. en la parte central de la cuenca que aumenta hasta 1.3% en el depocentro nororiental. Los esquistos del Devónico inferior son típicamente pobres en carbono (TOC de menos del 1.0%) y no se considera que tengan un potencial de fuente significativo.

La profundidad de las extensiones productivas en ciertas áreas, así como el suministro limitado de agua, que debe ser transportada a la zona, hacen que el proyecto sea costoso y puede desanimar a los inversores. Debido a que las extensiones productivas son tan grandes, encontrar los puntos óptimos tomará más tiempo y requerirá altos costos de acceso. La inestabilidad política y la amenaza de ataques terroristas probablemente dificultarán las inversiones en el corto y mediano plazo. Se han realizado algunos disparos sísmicos tridimensionales en la zona y, a partir de 2014, se han perforado 26 pozos pilotos horizontales.

#### 1.2.7.2 Sudáfrica – Esquisto Karoo

Los sedimentos del grupo Ecca son ricos en materia orgánica y tienen un buen potencial como roca madre. Las que mejor potencial de roca madre tienen se encuentran en la formación Lower White Permian Whitehill (grupo Ecca). La maduración ha sido provocada por la profundidad del enterramiento en la cuenca del antepaís hasta el Cabo Fold Belt, el metamorfismo de contacto asociado con las intrusiones de Drakensberg y la migración de fluidos calientes a través de la cuenca, impulsados hacia el norte desde Cape Fold Belt. El grado de metamorfismo varía de epizonal (350 grados C) en el sur a no metamorfoseado en el norte y, en consecuencia, las rocas madre potenciales oscilan entre demasiado maduras en el extremo sur, e inmaduras a lo largo del margen norte de la cuenca.

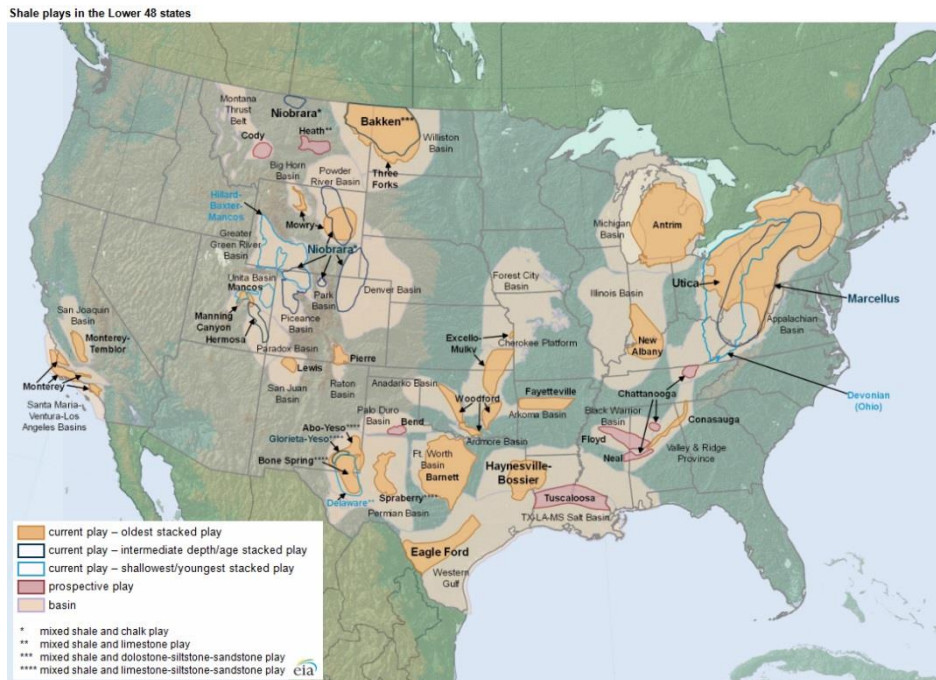
El gas de esquisto Karoo se considera en la actualidad solo un recurso prospectivo, y lo seguirá siendo hasta que un pozo sometido a una prueba de fracturación hidráulica produzca suficiente gas como para ser de interés comercial. No ha habido actividad comercial en la Cuenca del Karoo, pero el gobierno está considerando la emisión de su primera ronda de licencias de exploración de esquisto. Hasta la fecha, la Agencia Petrolera de Sudáfrica ha recibido solicitudes de exploración de Shell International, Falcon Oil and Gas en asociación con Chevron y Bundu Gas, y las adjudicaciones están pendientes de revisión y aprobación por parte del gobierno.

Karoo Shale cubre una gran área que es transeccionada por diques y alféizares, lo que dificulta la búsqueda de puntos óptimos y encarece las operaciones. Hay una cadena de suministro del sector de servicios limitada en el área. Gran parte del área es árida, lo que causará dificultades en el abastecimiento de agua. Existe una base activa de ONG en el área que se ha opuesto a los proyectos.

### 1.3 Análisis del desarrollo comercial exitoso en América del Norte

América del Norte es el único lugar donde las extensiones productivas no convencionales han avanzado hasta convertirse en proyectos completamente comerciales. Dentro de los EE. UU. y Canadá, las grandes compañías petroleras independientes han sido la fuerza impulsora y pioneras en el desarrollo exitoso de los recursos de roca madre (esquistos).

**Figura 10: Extensiones productivas de esquistos en los Estados Unidos**



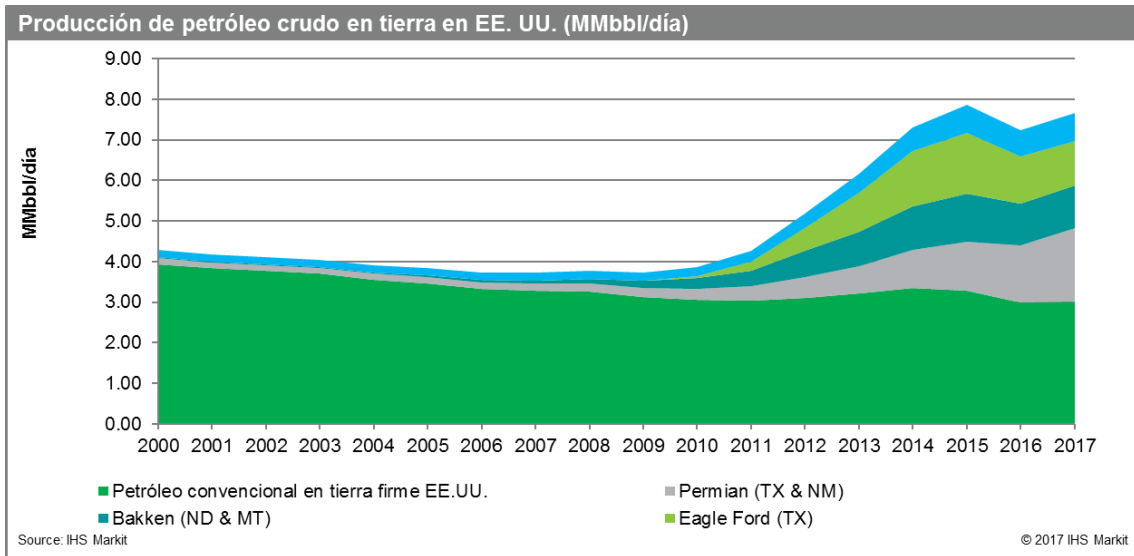
La figura anterior muestra las diferentes extensiones productivas de esquistos, petróleo compacto y gas compacto del territorio continental estadounidense, con las fechas aproximadas de comercialización inicial de las principales extensiones productivas. Las primeras extensiones productivas que se desarrollaron fueron de gas y posteriormente se centraron en las extensiones productivas de gas húmedo y petróleo compacto. Las áreas de desarrollo también cambian a medida que avanzan las tecnologías, cambian las demandas del mercado y se identifican las ubicaciones óptimas ("puntos óptimos").

Barnett Shale, ubicado en el norte de Texas, fue el primer proyecto no convencional comercializado en 2002. La extensión productiva Marcellus se desarrolló en primer lugar en la sección noreste, la cual tiene gas seco y con el cambio del proyecto de la sección de gas húmedo al suroeste de la extensión productiva cuando cayeron los precios del gas natural, ya que los LGN asociados proporcionaron un incentivo económico adicional. La extensión productiva de gas de Haynesville en Luisiana y Texas experimentó un fuerte aumento en la actividad en 2008-2012, pero a medida que los precios del gas natural disminuyeron, la producción también se estabilizó y disminuyó. A medida que el objetivo pasó a ser el petróleo, en 2008, el esquistos de Bakken, ubicado en Dakota del Norte y de Eagle Ford del sur de Texas, se convirtieron en importantes extensiones productivas petroleras. Actualmente, la concentración de actividades no convencionales está localizada en la cuenca del Pérmico en el oeste de Texas, donde hay varias agrupaciones de extensiones productivas de petróleo prolíficas.

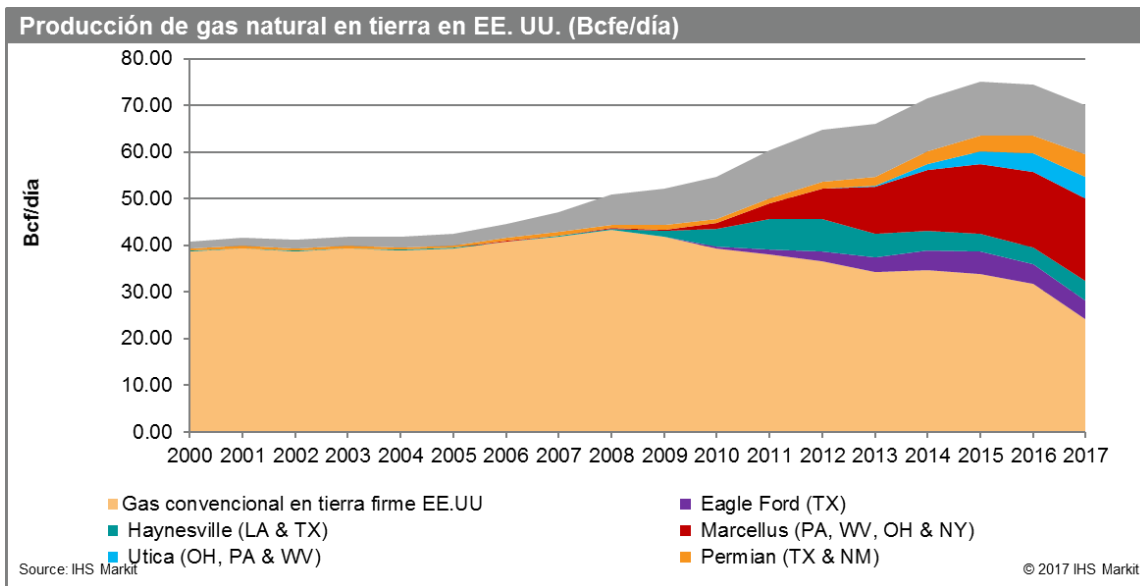
La producción no convencional es la fuerza impulsora detrás de la producción de petróleo y gas de los Estados Unidos. Las siguientes figuras, que ilustran la producción histórica de petróleo y gas en Estados Unidos, muestran un cambio de la producción convencional a la no convencional en torno a 2008-2010, y la influencia adquirida del gas de esquistos

por primera vez. Actualmente, el petróleo y el gas no convencionales constituyen el 50% de la producción de petróleo y gas de los EE. UU. y gran parte de la producción proviene de solo unas pocas extensiones productivas.

**Figura 11: Producción de petróleo crudo en tierra en Estados Unidos**



**Figura 12: Producción de gas natural en tierra en Estados Unidos**



En Canadá, los esquistos de Montney y Duvernay tienen el mayor potencial comercial. El Duvernay está en las primeras etapas de desarrollo, pero el Montney es un prolífico contribuyente de petróleo y gas a la producción canadiense y en la actualidad es la extensión productiva no convencional más importante de Canadá. Este estudio analizará en detalle el desarrollo comercial de tres extensiones productivas no convencionales de América del Norte: Eagle Ford Shale en Texas, Marcellus Shale en Pensilvania y Montney Shale en Alberta y Columbia Británica.

### 1.3.1 Eagle Ford Shale

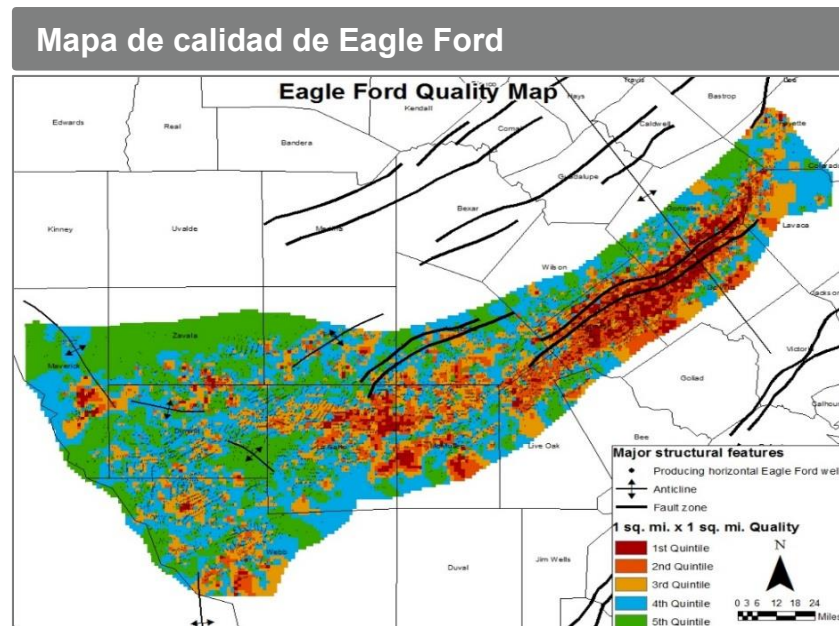
Eagle Ford es una extensión productiva de petróleo y gas ubicada en el sur de Texas. La formación consiste en esquisto laminado, negro, calcáreo, rico en materia orgánica con 4-10% de porosidad y una permeabilidad de 100-1,400 nanodarcy (nD). El menor contenido de arcilla y el alto contenido de carbonato hacen que Eagle Ford sea más frágil y más sencillo de estimular a través de la fracturación. Aunque la depresión de la cuenca regional está al sureste, la

extensión productiva es más profunda en la parte oriental de la cuenca, ya que la porción occidental se ha recuperado a profundidades más someras. El espesor oscila entre 50 y 400 pies.

Los operadores han tenido más éxito direccionando el rico en orgánicos Lower Eagle Ford, que en general tiene bajos valores de saturación de agua y una mejor mineralogía. En áreas de gases húmedos a gas seco, la porosidad (asociada con la maduración de hidrocarburos) en el Lower Eagle Ford es generalmente más alta que el Upper Eagle Ford, particularmente en áreas con un alto contenido de carbono orgánico (TOC). El esquisto de Eagle Ford contiene una gran cantidad de carbonato que lo hace más quebradizo y facilita el uso de fracturamiento hidráulico para producir petróleo o gas.

La extensión productiva está dividida en cuatro sub-extensiones principales basadas en el contenido líquido: gas seco, gas húmedo, petróleo volátil y petróleo negro. El rendimiento se mide por la calidad del rendimiento de producción de los pozos. El mejor 20% de los pozos se clasifica como quintil 1, y los quintiles posteriores de menor rendimiento conforman la mayor parte de los pozos. Los pozos de más bajo o peor rendimiento se clasifican en el quintil 5. Al clasificar y mapear estos pozos, las áreas de mejor rendimiento se hacen evidentes. Como se muestra en la figura 13 a continuación, los pozos de mejor rendimiento (en rojo) están agrupados en algunas áreas en las partes noreste y central de la extensión productiva.

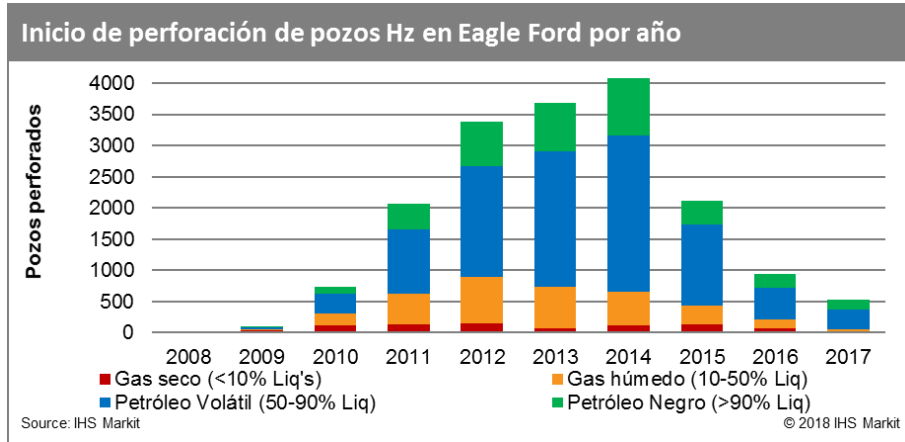
**Figura 13: Mapa de calidad de Eagle Ford**



Si bien en los últimos años la atención ha estado centrada en el Lower Eagle Ford, los operadores han comenzado a probar las formaciones suprayacentes Austin Chalk y Upper Eagle Ford para direccionar los tramos laterales apilados en hasta tres bancos en ciertas áreas de la extensión productiva. Esto ha tenido éxito en algunas áreas del punto óptimo para el petróleo, pero en general estos yacimientos no tienen una geología tan favorable como el Lower Eagle Ford, por lo que el desarrollo de estos yacimientos probablemente no se prolongue mucho más.



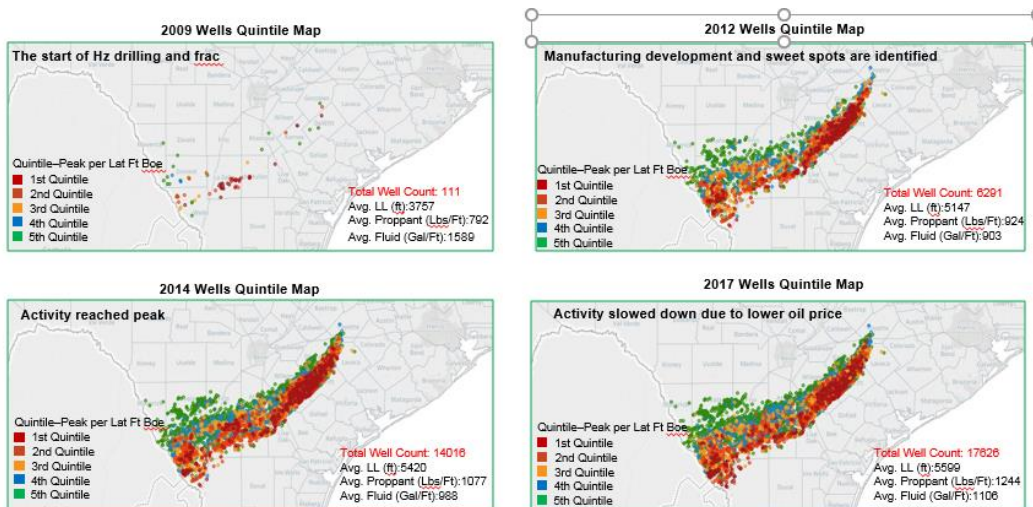
**Figura 14: Eagle Ford Pozos perforados desde 2008**



La extensión productiva Eagle Ford evolucionó de un modo de exploración y delineación a un modo de "fabricación" en 2012 cuando se llegó a conocer bien la geología y la economía de la extensión productiva y la perforación aumentó. Una caída posterior en la perforación se produjo en 2014-2015 ya que muchas áreas prospectivas de la extensión productiva dejaron de ser rentables a medida que los precios del petróleo cayeron. En ese momento los perforadores centraron sus esfuerzos en los "puntos óptimos" de las extensiones productivas de petróleo altamente volátil y de gas húmedo en los que los líquidos de gas natural pueden contribuir positivamente a los beneficios económicos.

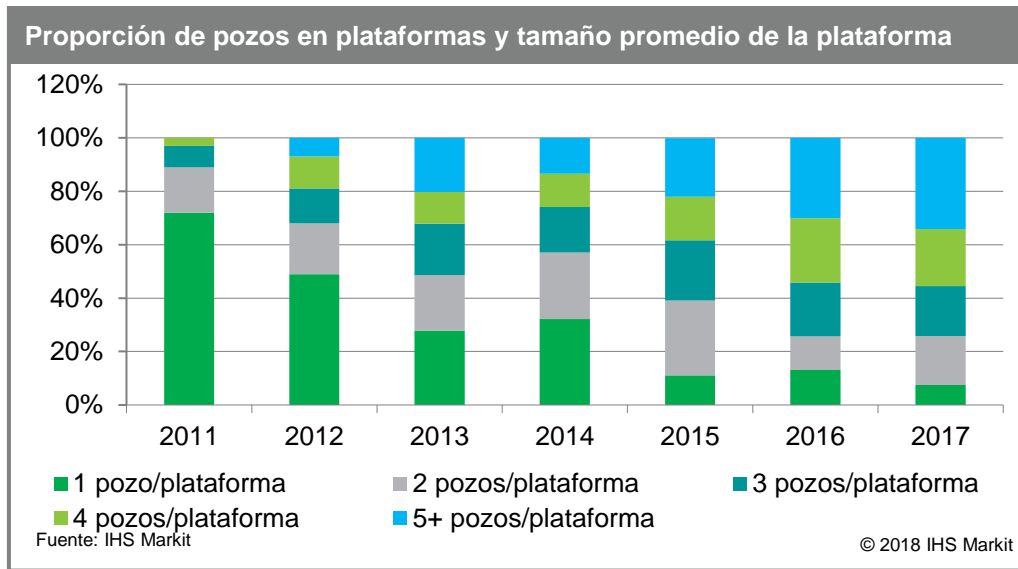
La extensión productiva Eagle Ford se ha desarrollado de un modo que es característico de las extensiones productivas de esquisto comerciales, con la incorporación anual de muchos pozos nuevos, lo que aumenta enormemente la producción diaria de la extensión productiva. En 2009, cuando la extensión productiva se encontraba en su etapa inicial, se habían perforado muy pocos pozos y estos se encontraban en la sección sur de la misma que estaba centrada en el gas. En 2012, cuando ya se habían perforado más de 1600 pozos, los operadores identificaron el punto óptimo al noreste de la extensión productiva y establecieron las longitudes laterales óptimas, el volumen de fluido y el uso de un agente apuntalante. Conociendo la extensión productiva, los operadores podían pasar al modo de "fabricación", en el que podrían centrarse en aumentar la eficiencia y enfocarse en las áreas más económicas. En 2014, la actividad alcanzó su pico con el pico del precio del petróleo. Desde 2015-2017, los operadores cambiaron su enfoque a las actividades más rentables: la perforación de relleno y conservación de sus arrendamientos a medida que los precios del petróleo cayeron. La figura a continuación muestra este aumento dramático en las concentraciones de pozos año tras año de 2009 a 2017, ya que casi 2000 pozos nuevos entraron en operación durante 2014, el año pico de perforación. Como se señaló anteriormente, las áreas rojas denotan áreas de alto rendimiento de producción y las áreas verdes representan áreas de desempeño más deficiente.

**Figura 15: Desarrollo de Eagle Ford a lo largo del tiempo**



En los últimos años, los operadores han cambiado las plataformas de un solo pozo por las plataformas de varios pozos en desarrollo, lo que ha mejorado la rentabilidad al reducir la movilización de la plataforma y permitir un mayor aprovechamiento de las instalaciones y de los proveedores de servicios. Esta práctica también deja menos huella ambiental. Como se muestra en la figura a continuación, el cambio de las plataformas individuales a plataformas de varios pozos ha sido dramático, y en años recientes observamos que hay muchas plataformas con 5 o más pozos.

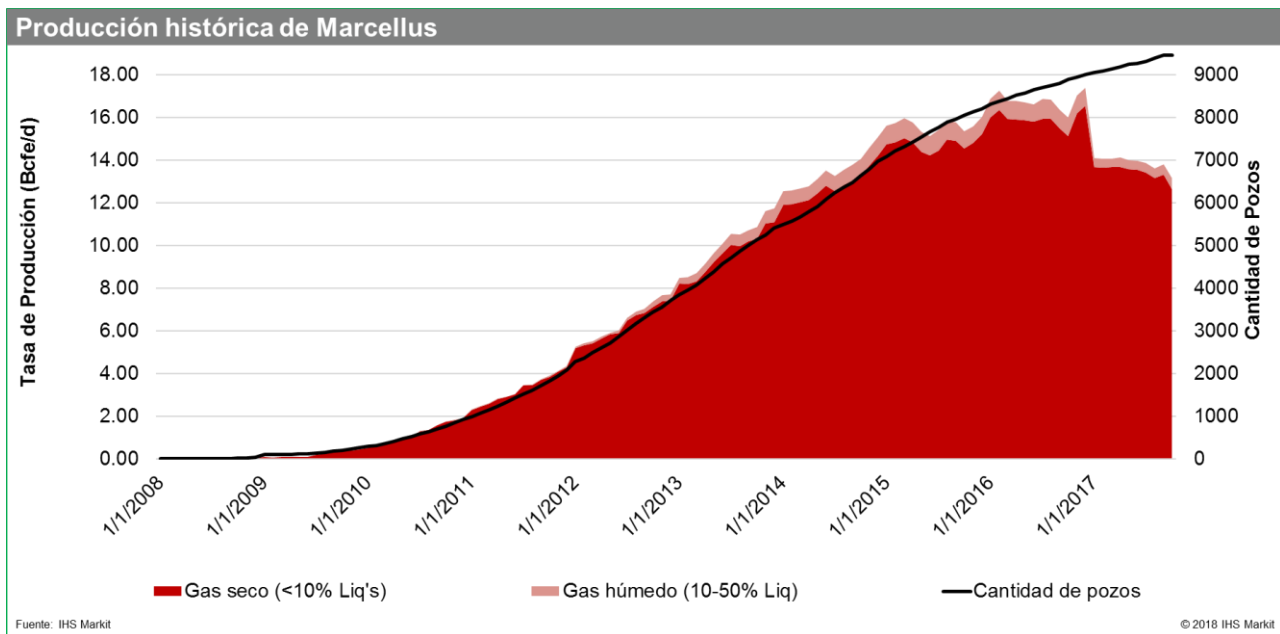
**Figura 16: Agrupación de pozos de acuerdo al tamaño de la plataforma en Eagle Ford**



### 1.3.2 Extensión productiva Marcellus

La extensión productiva Marcellus está ubicada en la cuenca de los Apalaches, que se extiende por los estados de Pensilvania, Virginia Occidental y Ohio. Para este estudio, nos hemos centrado en la parte de la extensión productiva de Pensilvania, donde se encuentra la mayor parte de la extensión productiva. La mayor parte de la actividad en Pensilvania está centrada en las esquinas noreste y sudoeste del estado. La extensión productiva está caracterizada por seis sub-extensiones productivas que varían en el contenido de líquidos del gas y el rendimiento del pozo.

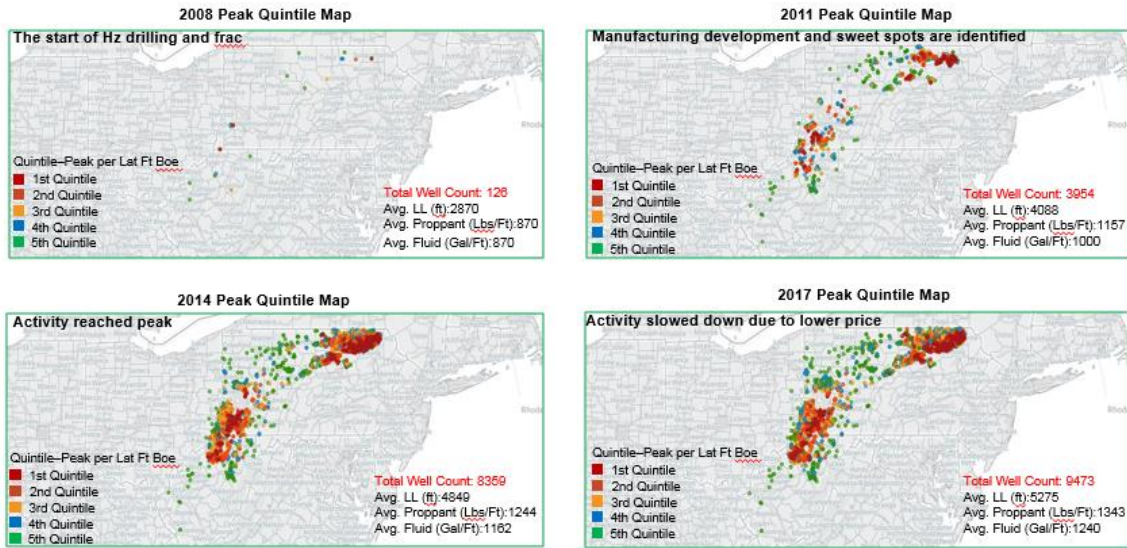
**Figura 17: Historia de la producción de Marcellus**



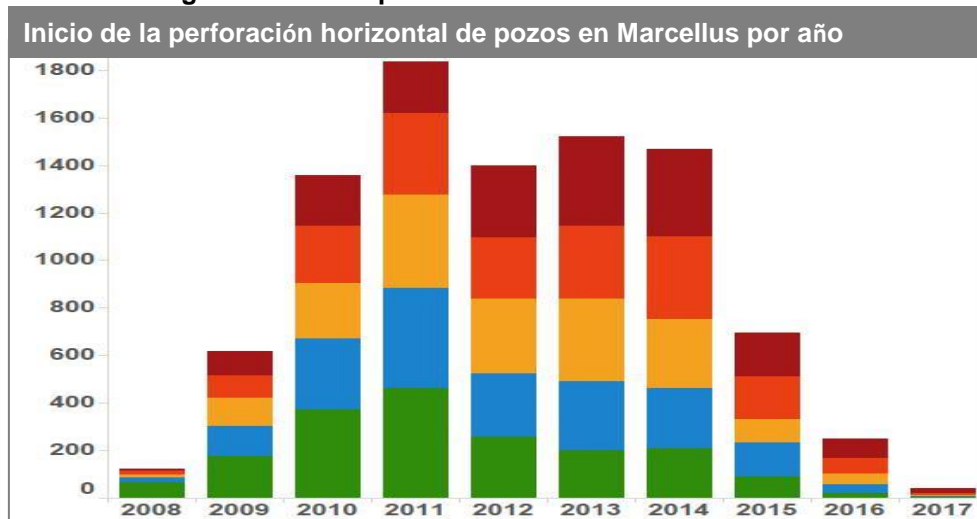
La producción de Marcellus ha estado dominada por el gas seco y ha alterado drásticamente el mercado de gas natural en los EE. UU., donde ha sido el mayor proveedor de gas desde 2016. Las limitaciones de los gasoductos en el área han restringido el crecimiento dejando la producción en torno a 14 Bcfe/d, a corto y a mediano plazo, mientras la nueva infraestructura de gasoductos entra en funcionamiento. Como se muestra en la figura anterior, el número de pozos sigue en aumento, pero los operadores han dejado los pozos o bien perforados y no terminados o cerrados a la espera de nuevas conexiones de gasoductos. A medida que la nueva infraestructura entra en funcionamiento, se espera se utilice rápidamente para elevar los volúmenes de producción.

La extensión productiva Marcellus se desarrolló de una manera diferente a la extensión productiva Eagle Ford (Ver el gráfico a continuación). En 2008, hubo unos pocos pozos dispersos a lo largo de la extensión productiva. En 2011, cuando ya se habían perforado 3950 pozos y la extensión productiva había entrado en la fase de "fabricación", gran parte del enfoque se centró en la sub-extensión productiva de gas seco del nororiente. Cuando la actividad alcanzó su punto máximo en 2014 y los precios del gas natural cayeron significativamente, la atención pasó a centrarse en la esquina suroeste de la extensión productiva, más rica en líquidos, en la que se podían obtener ingresos adicionales. Aunque se pueden obtener más ingresos de la venta de líquidos a partir de la producción de gas húmedo, los pozos ubicados en la parte noreste de la extensión productiva tienen un mayor rendimiento, por lo tanto, el enfoque actual se mantiene dividido uniformemente como se indica en la figura 18 a continuación.

**Figura 18: Desarrollo de Marcellus a lo largo del tiempo**

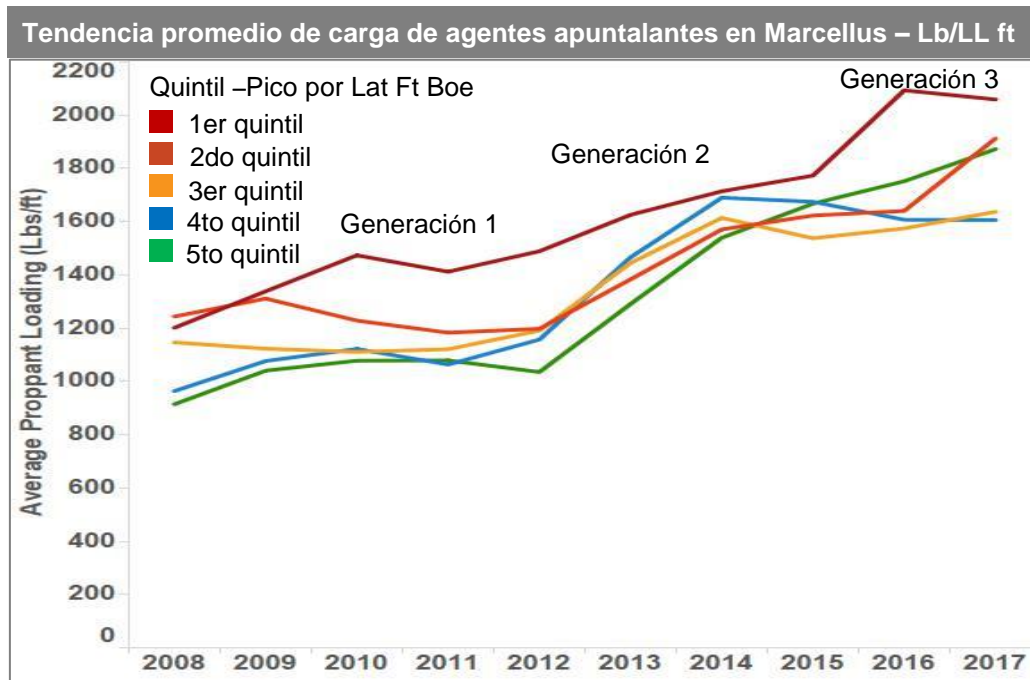


**Figure 19: Pozos perforados de Marcellus desde 2008**



La actividad de perforación y el rendimiento que se muestran en el gráfico anterior indica los cambios en la actividad de perforación. El bajo rendimiento de los pozos quintiles cuarto y quinto (que se muestran en azul y verde) representan una gran proporción de los pozos de 2009-2011, en un momento en que los precios del gas eran lo suficientemente altos para hacerlos económicamente viables, pero cayeron significativamente en 2016, ya que los operadores se centraron únicamente en los puntos óptimos de la extensión productiva y han podido mejorar el rendimiento reciente de los pozos. El enfoque se puede atribuir al conocimiento de la extensión productiva y a la priorización de pozos en áreas más prolíferas y económicas donde existe infraestructura de tuberías existiera o puede ser apoyada con una nueva producción.

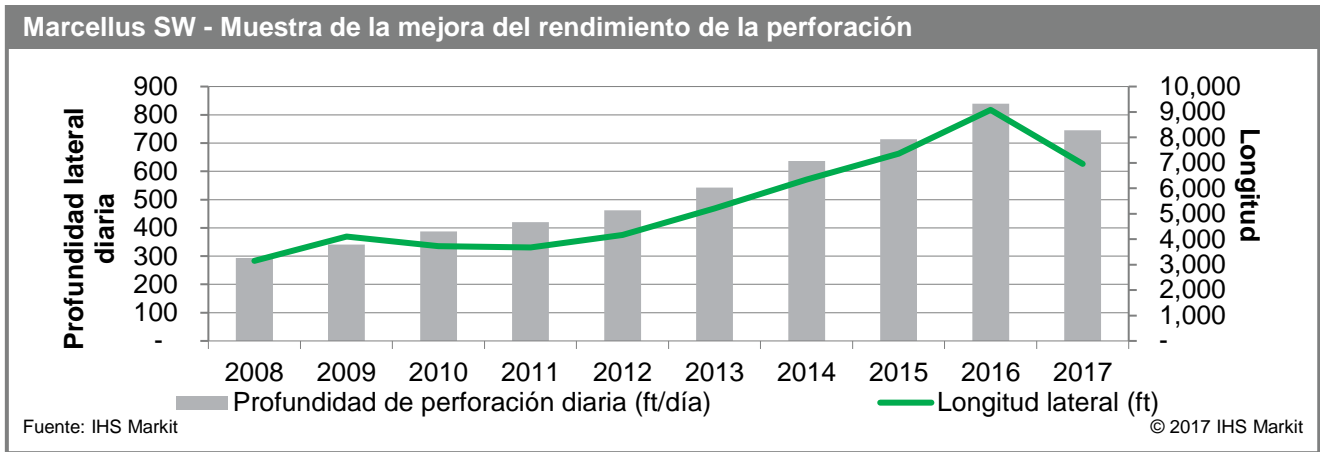
**Figura 20: Tendencia promedio de carga de agentes apuntalantes en Marcellus**



Durante la explotación de Marcellus también hubo una evolución en las tecnologías de fracturación de pozos, que incluyó el uso de carga de agentes apuntalantes de alta densidad, alta concentración de fluido de fracturación, más etapas y un espaciado de clúster más ajustado. Desde 2008, la industria ha experimentado tres avances principales en el diseño de frac aumentando el uso de agentes apuntalantes de 1400 lb/ft a velocidades actuales de 2200 lb/ft, como se muestra en la Figura 20 anterior.

La mejora de la eficiencia de la perforación también ha reducido los costos, impulsando la mejora económica en Marcellus. Como se ve a continuación en la figura 21, los operadores pudieron perforar 2,5 veces más rápido en 2016 que en 2008, lo que redujo los costos de perforación, uno de los mayores gastos en pozos no convencionales. Los operadores también perforaron laterales más largos, lo que les permitió alcanzar más recursos en cada pozo. La plataforma de perforación, las torres de perforación móviles y las tecnologías de perforación direccional múltiple han incrementado y mejorado el rendimiento de la perforación.

**Figura 21: Rendimiento de la perforación de Marcellus**

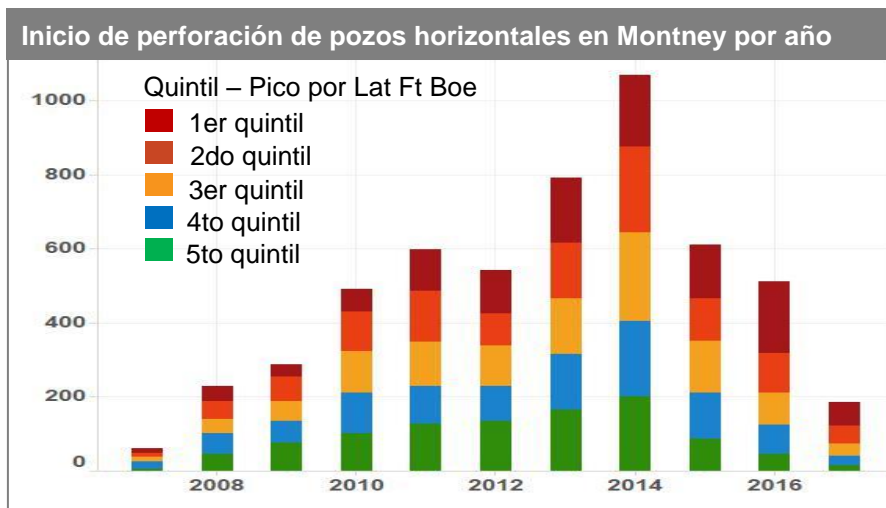


**1.3.3 Extensión productiva de esquisto de Montney – Alberta y Columbia Británica**

La extensión productiva de Montney se inclina del noroeste al sudeste a través de la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá en Alberta y Columbia Británica. La cuenca tiene una depresión hacia el suroeste, por lo tanto, la profundidad de la formación y la presión del yacimiento aumentan hacia el suroeste, lo que da lugar a la transición de Montney de la fase oleosa en el noreste a la fase de gas húmedo y gas seco hacia el suroeste, donde la formación tiene exceso de presión. La formación se caracteriza por una limolita de grano fino, que fue depositada en un entorno marino somero en las partes someras de la cuenca, principalmente en la ventana de generación de petróleo y una pendiente hacia un entorno marino profundo en las regiones más profundas propensas a gases de la extensión productiva. Lateralmente hacia el este, las areniscas más porosas y las capas de conchas representan muchos de los objetivos convencionales heredados asociados con el desarrollo original de Montney.

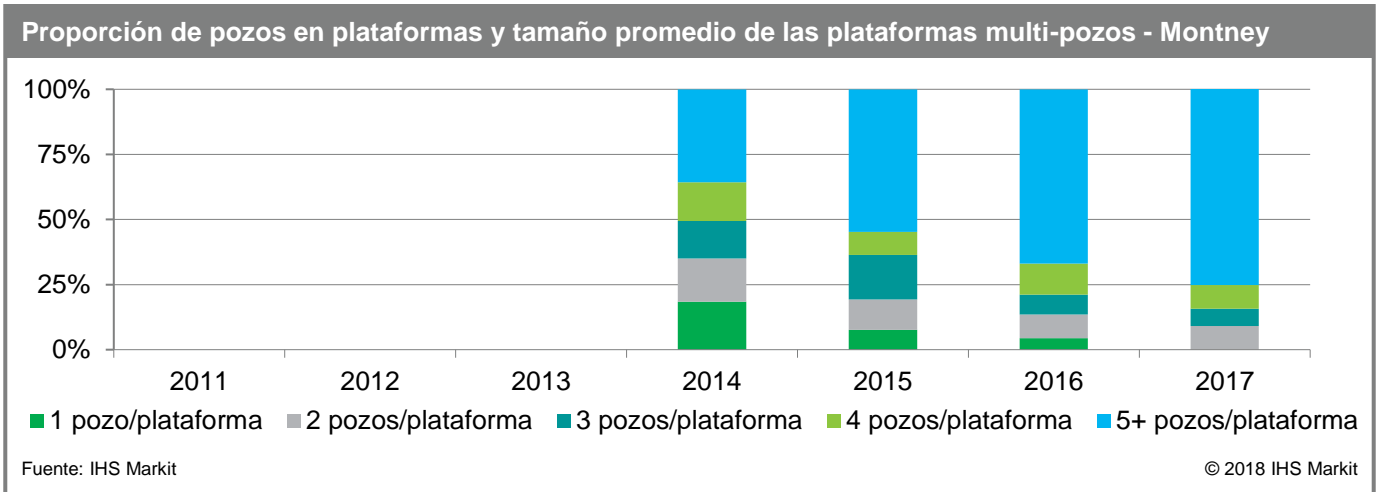
La perforación vertical convencional, las tuberías y las plantas de procesamiento han estado establecidas en la zona desde la década de 1950. En la actualidad, las empresas de procesamiento y tuberías están construyendo plantas y colocando conductos para reducir la escasez de instalaciones, lo que ha disminuido el crecimiento de la producción. La mayoría de los operadores en la extensión productiva son canadienses. La actividad en los últimos años se ha centrado más en las áreas ricas en líquidos de la extensión productiva para aprovechar una mejor economía. La perforación llegó a su punto máximo en 2014, ya que la producción cubrió la infraestructura predominante y la mayor parte del gas canadiense que fluía hacia el noreste de los EE. UU fue reemplazado por la producción menos costosa de Marcellus.

**Figura 22: Mejora del rendimiento de perforación de Marcellus**



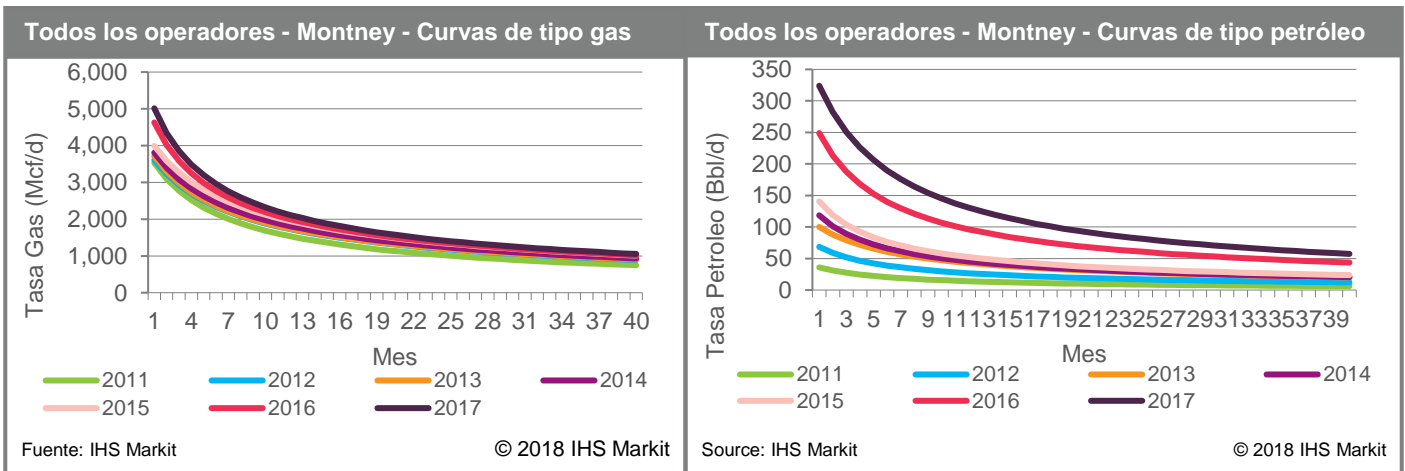
Como se observa en la Figura 22, los operadores pudieron identificar y centrarse en el "punto óptimo" de la extensión productiva a partir de 2008. Los pozos de mayor rendimiento (como se muestra en rojo y naranja) continúan dominando la actividad de perforación en 2014-2017 en tanto que los operadores se concentran en las mejores áreas de rendimiento de la extensión productiva y se esfuerzan continuamente para mejorar el rendimiento de la producción en el entorno actual de menor precio del gas.

**Figura 23: Agrupamiento de pozos por tamaño de la plataforma Montney**



De manera similar a las extensiones productivas de Eagle Ford y Marcellus, los operadores han hecho un marcado cambio al uso de plataformas multi pozos con cinco o más pozos ubicados en cada plataforma. Como se observa en la Figura 23 anterior, más del 77% de los pozos perforados en el Montney estaban en plataformas multi pozos con cinco o más pozos.

**Figura 24: Tipos de curvas de la extensión productiva de Montney**



Las constantes mejoras tecnológicas en la extensión productiva de Montney tienen importancia para el petróleo y el gas tanto en las tasas de producción inicial (PI) como en la recuperación final estimada (EUR). Los avances tecnológicos recientes incluyen una carga de agentes apuntalantes de mayor densidad, alta concentración de fluido de fracturación, aumento de las fases y espaciado de agrupación más reducido. La mejora sobre todo se ve en la producción de petróleo, donde la tasa de producción inicial mejoró ocho veces de 40 bbl/d en 2011 a 340 bbl/d en 2017. Las tasas de producción inicial del gas también aumentaron, pero no tanto.

## 1.4 Evolución de la innovación y las buenas prácticas en extensiones productivas de roca madre (esquisto) en América del Norte

### 1.4.1 Evaluaciones geológicas y de ingeniería de yacimientos, e identificación de puntos óptimos

Hay una serie de propiedades geológicas y de yacimientos que contribuyen al desarrollo exitoso de una extensión productiva de esquisto. Aunque algunas propiedades son más importantes o críticas para el éxito, ningún factor en sí mismo crea un desarrollo exitoso y, en la mayoría de los casos, los diferentes componentes contribuirán de forma gradual a la producción comercial de hidrocarburos. Los elementos clave son la madurez térmica de la extensión productiva, el volumen de petróleo y gas libres, el petróleo y gas absorbidos y las propiedades de flujo de los fluidos. Las propiedades importantes se describen a continuación:

*Carbono orgánico total (TOC)* – Como las extensiones productivas de esquisto también se consideran rocas madre, un cierto nivel del TOC original (al menos 1-2%) tiene que convertirse en hidrocarburos. Una mayor cantidad de TOC actualmente en el yacimiento, es el contribuyente fundamental de gas adsorbido o petróleo adsorbido.

*Mecánica de rocas* – las rocas frágiles o rígidas se fracturan con mayor facilidad. Las mineralogías frágiles consisten en altos porcentajes de cuarzo y carbonato con menos arcilla.

*Porosidad* – El espacio de almacenamiento que contienen las rocas. La interconexión entre los poros también es importante para que las moléculas de petróleo más grandes puedan pasar de poro a poro.

*Fracturas naturales* – Las fracturas naturales son fundamentales para permitir que manen fluidos en el pozo cuando el pozo está fracturado. También mejoran la porosidad y la permeabilidad

*Permeabilidad* – Entre más alta sea la permeabilidad, más se aumentará la capacidad de transmitir fluidos; sin embargo, las permeabilidades son al menos de tres a seis órdenes de magnitud inferiores en los esquistos que en los yacimientos convencionales y la fracturación hidráulica produce una permeabilidad artificial en el yacimiento.

*Saturación de agua ( $S_w$ )* – Los espacios porosos contienen tanto hidrocarburos como agua. El exceso de agua también puede ser un problema dentro de las formaciones donde la arcilla ha sufrido un cambio diagenético y puede producir formación excesiva de agua lo que podría complicar las operaciones durante la producción y reducir los volúmenes de hidrocarburos.

*Presión* – Las presiones más altas contribuyen al impulso de agotamiento de presión y también parecen mejorar y aumentar las permeabilidades cuando se fractura el pozo. Si los gradientes de presión son demasiado bajos, se reducirá significativamente el mecanismo de impulso de la producción.

Se deben recopilar cantidades significativas de datos, como registros de pozos, núcleos de paredes laterales y convencionales, análisis sísmicos, análisis PVT y pruebas de pozos, para identificar y conocer todas estas propiedades geológicas y de yacimientos de una extensión productiva.

Después de que los operadores hayan ingresado en una extensión productiva no convencional y se haya producido suficiente actividad de perforación, el "punto óptimo" de la extensión productiva comenzará a ser evidente. Una medida clave es la tasa del pico más alto de producción ajustada por la longitud del lateral. Los pozos con mejores resultados se muestran en rojo. La agrupación de los mejores pozos comienza a aparecer cuando se hayan perforado 1000-5000 pozos. Una vez que se identifiquen las áreas de mejor rendimiento, los operadores centrarán allí sus esfuerzos de desarrollo.

### 1.4.2 Uso de la tecnología y las buenas prácticas

Los avances tecnológicos en la perforación, la terminación, la producción y las imágenes del subsuelo han sido esenciales para el desarrollo de productos no convencionales en América del Norte. La figura 25 a continuación detalla varias tecnologías utilizadas en la industria y sus beneficios

**Figura 25: Tecnologías clave y sus beneficios**

	Imágenes del subsuelo	Perforación	Terminación	Optimización de la producción
Tecnología clave	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tecnologías y métodos de adquisición de sísmica</li> <li>Procesamiento e interpretación sísmica</li> <li>Microsísmica</li> <li>Teledetección no sísmica</li> <li>Herramientas a cable</li> <li>Herramientas de laboratorio y de campo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Torres de perforación</li> <li>Plataformas de perforación</li> <li>Perforación direccional (MWD, BHA, LWD)</li> <li>Fluido de perforación</li> <li>Tubulares</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Perforación de plataformas y zip frac</li> <li>Diseño de terminación</li> <li>Optimiza el diseño de frac: longitud lateral, etapas de frac, longitud de frac, y distancia entre clústers</li> <li>Intensidad del apuntalante y tipo de fluido</li> <li>Gestión del agua</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Optimización de la distancia entre pozos</li> <li>Elevador artificial</li> </ul>
Beneficio tecnológico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Identifica el punto óptimo</li> <li>Optimiza el sitio de perforación y reduce el tiempo de inactividad</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reduce los días de perforación</li> <li>Aumenta la ROP (tasa de penetración) y longitud de corrido de broca</li> <li>Reduce el tiempo de inactividad y NPT (tiempo no productivo)</li> <li>Permanencia en el objetivo y en la zona</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mejora del rendimiento del pozo</li> <li>IP y EUR máximo</li> <li>Mejora la eficacia operativa y por ende disminuye el costo</li> <li>Cumplimiento de la reglamentación y protección ambiental</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reduce el flujo cruzado y aumenta la productividad</li> <li>Prolonga la vida productiva del pozo</li> <li>Aumenta el factor de recuperación y EUR</li> </ul>

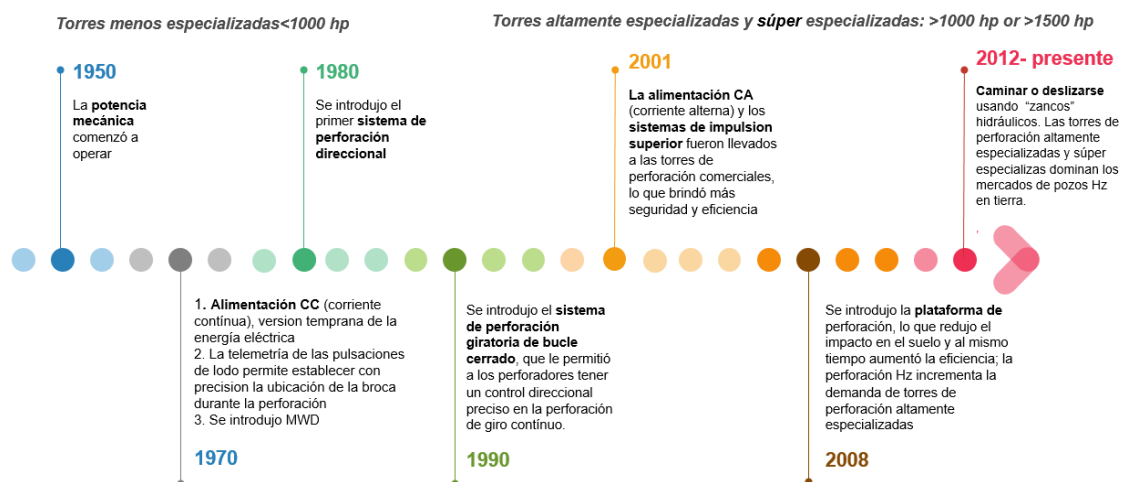
Algunas de estas tecnologías ya se utilizan en campos petrolíferos convencionales, en tanto que otras fueron creadas o han evolucionado para su uso en extensiones productivas no convencionales. Las tecnologías necesarias para el éxito en extensiones productivas no convencionales se centran principalmente en la optimización de la perforación, la terminación y la producción.

### 1.4.2.1 Perforación

#### 1.4.2.1.1 Torres de perforación

Las torres de perforación en tierra se clasifican según la potencia nominal de sus trabajos de extracción. La perforación horizontal no convencional requiere torres altamente especializadas o súper especializadas, que tienen potencias nominales de 1,001-1,500 hp y > 1,500 hp, respectivamente. Las torres de perforación altamente especializadas son a menudo torres avanzadas, alimentadas por una fuente de CA, móviles y automatizadas, con sistema impulsor superior (cabeza de arrastre) y bombas de lodo de alta capacidad. Muchas de las torres de perforación menos especializadas pueden convertirse en torres más especializadas a un costo razonable, si procede. En EE. UU., más del 50% de las torres de perforación en tierra se consideran muy especializadas o súper especializadas.

**Figura 26: Evolución de las torres de perforación en tierra**





### 1.4.2.1.2 Lodos de perforación y fluidos

Los lodos de perforación pueden ser de base aceite o base agua. El lodo de base de agua representa la mayor participación en el mercado de América del Norte, incluidos el Golfo de México y los pozos en tierra firme, pero también se utiliza en algunas extensiones productivas no convencionales. Los lodos a base de aceite son preferidos en algunas extensiones productivas porque son menos propensos a penetrar y dañar las formaciones, pero se pueden agregar inhibidores a los fluidos de perforación para evitar la actividad del agua y la adsorción del agua en los esquistos. En ciertas regiones (por ejemplo, Marcellus) no se aconseja el uso de lodo base aceite debido a la solubilidad del gas en los fluidos que causan "reventones". Los operadores seleccionan el fluido de perforación en función de los costos, las propiedades de la formación, la seguridad operativa y las inquietudes ambientales. La tabla 2 a continuación muestra los diferentes atributos de los lodos de bases aceite y agua.

**Tabla 2: : Comparativo de los lodos base agua y base aceite y pesos del lodo por extensión productiva**

Características	Lodo base aceite	Lodo base agua
Estabilidad del pozo	√	X
Reducción en torsión y arrastre	√	X
Propiedad del lodo a alta temperatura	√	X
Mayor rendimiento en perforación	√	X
Coste-beneficios	X (más costoso, ~ 20% más alto en costos)	√ (menos costoso)
Interpretación del registro	X	√
Impacto ambiental	X	√

√: Beneficios; X: Consideraciones

Fuente: IHS Markit

© 2017 IHS Markit

### 1.4.2.1.3 Perforación direccional

Las tecnologías de perforación han evolucionado para aumentar la eficiencia, mejorar la seguridad y recopilar información adicional durante el proceso de perforación. Los operadores ahora pueden tomar medidas y registrar mientras se perfora y los avances en el aparejo de fondo de pozo han transformado el proceso de perforación.

#### 1.4.2.1.4 Medición durante la perforación (MWD)

El uso de medición y registro durante la perforación ha madurado en la última década. Los operadores pueden medir las propiedades operativas y de formación durante la perforación. Las propiedades operativas incluyen medir el impacto y la vibración, el ángulo de la broca y las tasas de flujo de lodo. Las propiedades de formación incluyen la geometría del pozo, la resistividad y la porosidad. La medición de estas características durante la perforación es fundamental para el éxito porque el operador debe asegurarse de que está perforando en la zona correcta. Estas herramientas han sido desarrolladas por los principales proveedores de servicios petroleros. En mercados emergentes, se pueden vender o alquilar estas herramientas a terceros para competir con proveedores independientes en el mercado.

#### 1.4.2.1.5 Aparejo de fondo de pozo

Si el MWD hace las veces de "cerebro" para la perforación direccional, el aparejo de fondo de pozo: sistemas de motor de lodo o giratorio motor de lodo o sistemas rotativos orientables (RSS) es el "músculo" que proporciona la potencia para la penetración de la broca y la perforación. La mejora del ensamble del pozo maximiza las tasas de penetración y disminuye el tiempo de inactividad, lo que reduce los costos. Los motores de lodo constituyen el 75% del mercado y son la alternativa más económica y estable. Los motores RSS son más complejos, perforan agujeros más lisos y tienen la capacidad de proporcionar más datos, pero son menos confiables y significativamente más caros que los motores de

lodos. La confiabilidad de RSS está aumentando y se pueden encontrar eficiencias en costos al perforar las plataformas de los pozos.

#### 1.4.2.1.6 Registro durante la perforación (LWD)

El registro durante la perforación es una técnica de transporte de herramientas al fondo del pozo como parte del aparejo del fondo de pozo. Al incorporar el registro de pozos en la sarta de perforación, se puede capturar información en tiempo real durante la perforación. Las tecnologías LWD están madurando, pero están limitadas a pozos exploratorios o pozos de alta complejidad y alto costo debido al alto costo. La mayoría de los proveedores de esta tecnología son las compañías de servicios de los campos petrolíferos más grandes.

#### 1.4.2.2 Terminación

Las terminaciones son uno de los costos más altos de los pozos no convencionales y hacen que los pozos no convencionales sean claramente diferentes a los convencionales. Por lo tanto, los avances en las tecnologías de terminación como el diseño de terminación, el diseño de fracturamiento, los agentes apuntalantes, los fluidos y los sistemas de gestión del agua son cruciales para el éxito

##### 1.4.2.2.1 Diseño de terminación

El diseño de terminación tiene varios componentes, incluidos las terminaciones cementadas frente a las no cementadas y la opción de utilizar sistemas de taponamiento y perforación, sistemas de manguitos deslizantes o un sistema híbrido.

Las terminaciones cementadas son las más utilizadas. En las terminaciones cementadas, el entubado o el revestimiento se cementan en todo el pozo. La cementación proporciona un soporte estructural, mejora la integridad del pozo, protege el entubado contra la corrosión y crea aislamiento entre los intervalos de fracturamiento. El uso de tecnologías de fracturamiento de múltiples etapas, tales como "taponamiento y perforación" y "manguitos deslizantes" han sido esenciales para la evolución de desarrollos no convencionales.

*Taponamiento y perforación* es en el cual las pistolas perforadoras corren un cable con una cierta cantidad de disparos por pie (spf) en fases de 60, 90, o 120-grados. El taponamiento y perforación es común en ambientes de esquisto de alta presión y corrosivo donde se requiere cementación para proteger la tubería de la corrosión y mejorar la integridad del pozo. Este método funciona bien con altos volúmenes de fluido y agentes apuntalantes y proporciona una colocación de fracturas más precisa. Después de la perforación, los tapones deberán extraerse por perforación, a menos que se utilicen tapones solubles. Este método puede ser el más costoso y consume mucho tiempo ya que se requieren múltiples viajes dentro del pozo para aislar y perforar cada etapa.

*Los manguitos deslizantes* son un componente que se corre dentro del pozo como parte del entubado o revestimiento de la sarta de producción. Los manguitos tienen puertos de frac integrados que luego se activan o abren usando bolas de fractura o una herramienta de activación. Inicialmente, esta técnica no se pudo utilizar en pozos cementados, pero las tecnologías han mejorado. El uso de manguitos deslizante reduce el tiempo total de fractura, lo que puede resultar en un ahorro de costos significativo y un tiempo más corto para la primera producción. Las limitaciones en este método frac incluyen restricciones en el número de etapas y la incapacidad de personalizar el espaciado debido al diseño predeterminado. El manguito deslizante no es compatible cuando hay un retraso entre la perforación y la terminación. Los operadores han experimentado con terminaciones híbridas, específicamente en extensiones productivas con los laterales más largos (Bakken y Utica). El método de manguito deslizante se usa comenzando en la punta hasta que se alcanza el límite de tamaño de la bola y se utiliza la técnica de taponamiento y perforación. No existe una técnica óptima ya que las dos tecnologías proporcionan resultados similares y dependen del entorno específico del pozo. Los operadores pueden intercambiar entre las dos tecnologías cuando estén tratando de optimizar la economía del pozo.

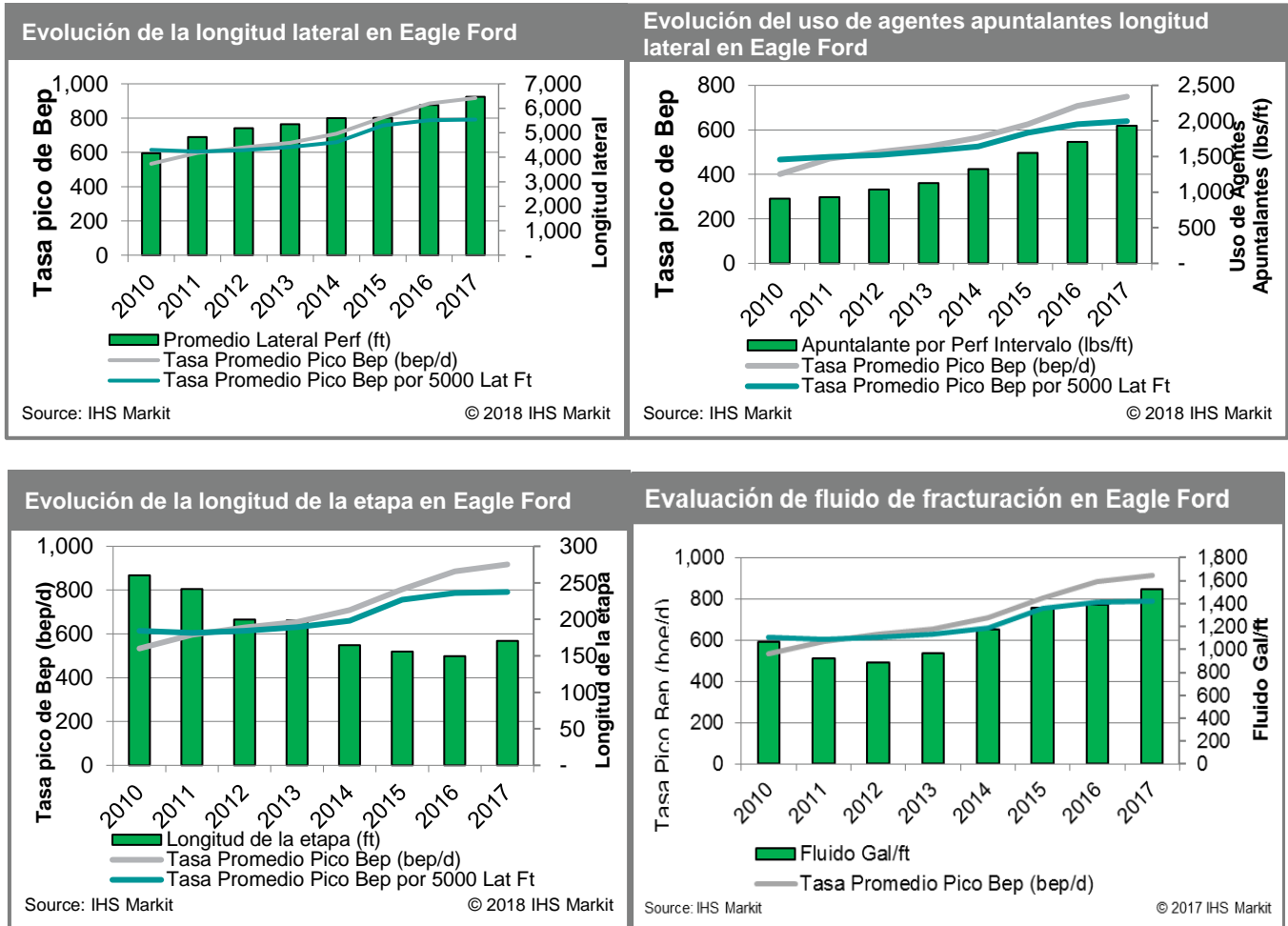
##### 1.4.2.2.2 Diseño de Frac

La mayoría de los operadores han adoptado terminaciones de mayor intensidad desde 2016. Esto incluye laterales más largos junto con ubicaciones de plataformas multi-pozos, variaciones en el peso del agente apuntalante, volúmenes y densidad del apuntalante, mayores volúmenes de fluidos y un mayor número de etapas y agrupaciones de perforación.

En el siguiente ejemplo de Eagle Ford, el aumento en la longitud lateral, el agente apuntalante por intervalo de perforación y el volumen de fluido ha aumentado desde 2010, en tanto que la longitud de la etapa ha disminuido. Durante todo este tiempo, las tasas pico de producción han aumentado de manera sistemática, mostrando cómo los operadores

han identificado el diseño de fracturamiento óptimo para la extensión productiva, que incluye más fluido, laterales más largos, etapas más pequeñas y apuntalante más alto por intervalo. El diseño óptimo de frac debe determinarse a través de un proceso de prueba y error. Si bien los operadores aportarán conocimientos de otras extensiones productivas a su diseño de frac, deberán establecer el diseño óptimo para su superficie específica en función de las características locales. Los gráficos a continuación muestran diferentes diseños de frac utilizados en Eagle Ford a lo largo del tiempo en comparación con las tasas de producción máxima.

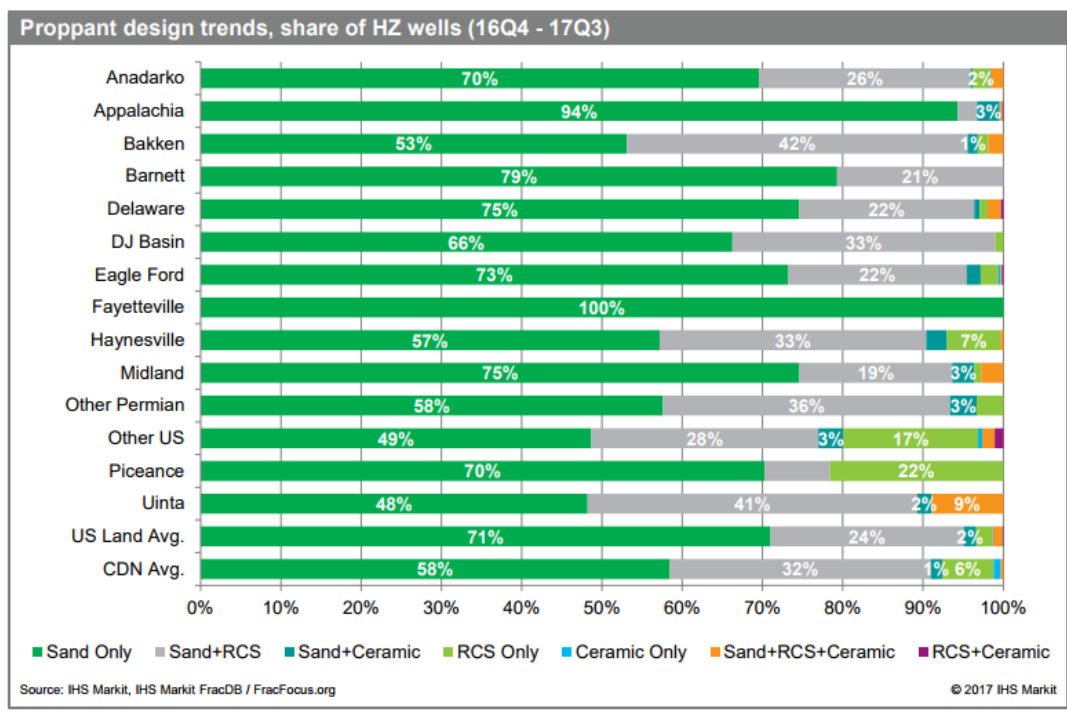
**Figura 27: Evolución de la longitud lateral, uso de agentes apuntalantes, longitud de la etapa y fluido de fracturación en Eagle Ford**



### 1.4.2.2.3 Agentes apuntalantes

Durante el proceso de terminación, el agente apuntalante se inyecta en el pozo para "abrir" las fisuras de las rocas para extraer más petróleo o gas. Se usan tres tipos de apuntalantes para el agotamiento de pozos no convencionales: arena de fractura, arena revestida de resina (RCS) y perlas de cerámica. La arena frac es arena natural minada y enviada al sitio del pozo. Debe ser de alta resistencia y alta uniformidad, y es la opción más económica. Las arenas revestidas de resina están recubiertas de arena con resina para mejorar la resistencia a la compresión y proporcionar una uniformidad adicional. El apuntalante de cerámica está fabricado con bauxita de caolín. El rendimiento del apuntalante cerámico es mejor debido a la uniformidad en tamaño y forma, pero también es el más caro. Se han utilizado diferentes combinaciones de apuntalantes en las diferentes extensiones productivas en razón a la disponibilidad local, los costos, la calidad y las propiedades del yacimiento. El siguiente gráfico muestra el uso del apuntalante en las distintas extensiones productivas de América del Norte.

**Figura 28: Tendencias de la concepción del apuntalante**



**1.4.2.2.4 Tipos de fluidos, químicos y aditivos**

Los operadores han experimentado con diferentes fluidos y productos químicos para terminaciones en América del Norte. Los tipos más comunes de fluidos de fracturación son lechadas, geles reticulados o un híbrido de los dos.

**Tabla 3: Sistemas de fluidos frac**

Tipo "Simple"	Definiciones de tipo de tratamiento "simple" (ampliamente utilizado por profesionales comerciales y no técnicos)	% del total de pozos (1T 2017)
Lechada (SW)	Utiliza un reductor de fricción para transportar apuntalante a la factura	32%
Híbrido: gel lineal/lechada (LG/SW)	Utiliza una combinación de un reductor de fricción y agente gelificante para transportar el agente apuntalante a la fractura hidráulica	20%
Híbrido: Reticulado/lechada (XL/SW)	Utiliza una combinación de un reductor de fricción, gelificante y uno o más reticulantes para transportar el apuntalante a la fractura hidráulica	32%
Gel lineal (LG)	Utiliza un agente gelificante para transportar el apuntalante a una fractura	1%
Geles reticulatos (XL)	Utiliza un agente gelificante y uno o más reticulantes para transportar el apuntalante a la fractura	11%
Otros/desconocidos	Incluye: fracturamiento ácido, fracturamiento LPG, acidificación de matriz, y otros desconocidos	2%

Energizado(ENG)	Incorpora un energizador, normalmente nitrógeno o dióxido de carbono, en el fluido base para generar espuma que transporta el apuntalante a la fractura hidráulica	1%
-----------------	--	----

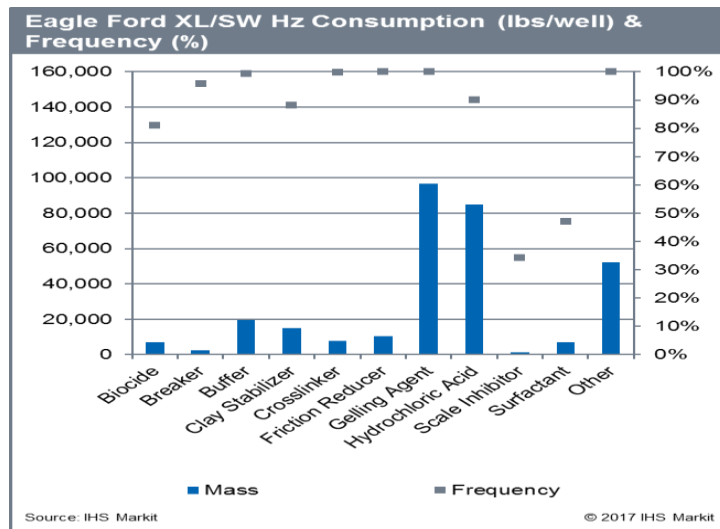
Fuente: IHS Markit

© 2018 IHS Markit

Los químicos utilizados en los fluidos de fracturación se aplican para diversos fines incluidos el daño del tratamiento, mejora del flujo, facilitación del agente apuntalante en la formación, mejora de la viscosidad, reducción de la fricción, mantenimiento del nivel de pH adecuado, inhibir la formación de escama y como biocida.

El contenido químico y fluido de un pozo típico Eagle Ford (aguas residuales híbridas reticuladas) se muestra en el siguiente gráfico. La Figura 29 muestra la masa y la frecuencia de uso de los diferentes productos químicos.

**Figura 29: Masa y frecuencia de uso de químicos en Eagle Ford**

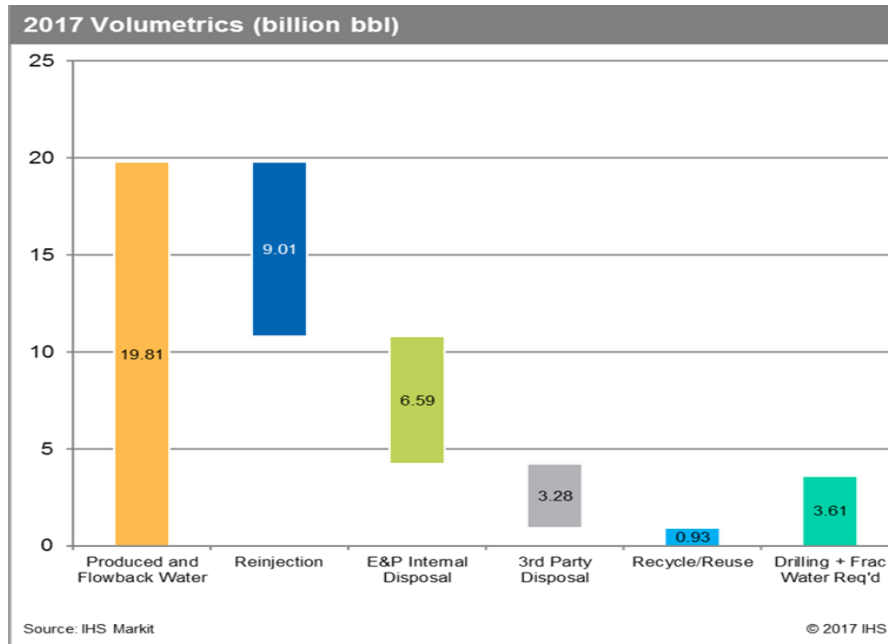


**1.4.2.2.5 Gestión del agua**

La gestión del agua es muy importante para los pozos no convencionales. Los pozos no convencionales usan una gran cantidad de agua y pueden competir con los usuarios de agua industrial, agua potable u otros usos industriales del agua. La adquisición de agua puede incluir permisos, pozos de perforación o compra de agua. Dado que estos productos químicos utilizados en las terminaciones permanecen en los fluidos, es necesario el tratamiento de estos fluidos antes del uso, el procesamiento durante el uso o el tratamiento antes de su eliminación o reciclaje. El transporte y el almacenamiento de agua aumentan la complejidad y el costo de la logística en los sitios del pozo durante todo el proceso.

El tratamiento y la eliminación del agua de fracturación dependen de la ubicación y los requisitos regionales. El agua utilizada en desarrollos no convencionales ha sido tradicionalmente transportada hacia y desde el sitio, pero recientemente las compañías han comenzado a desarrollar redes de tubería de agua para reducir los costos operativos, aumentar la confiabilidad y limitar el impacto del tráfico de camiones en las comunidades locales. También se ha comenzado a utilizar el agua salobre que no es apta para el consumo humano. El almacenamiento de agua en el sitio por lo general se hace en tanques de acero o en fosas o presas en tierra, que podría ser necesario revestir. Las aguas residuales de sitios no convencionales son una combinación de agua de retorno y agua de formación producida. Deben ser tratadas y bien sea recicladas, reutilizadas en recuperación secundaria, descargadas en aguas superficiales o inyectadas en pozos de inyección de agua salada.

**Figura 30: Prácticas de gestión del agua en EE. UU.**



El uso principal del agua producida sigue siendo la reinyección; sin embargo, este método ha demostrado poco éxito en la mejora de la producción de gas de esquisto y petróleo compacto y se prevé que disminuirá con el tiempo. La mayoría de los volúmenes restantes se desechan en pozos de eliminación de agua salada (SWD), siendo el 67% de propiedad de E&P y el 33% en SWD comerciales.

Aproximadamente el 98-99% del agua de fracturación se transporta por camión desde todas las extensiones productivas hasta los sitios de eliminación, excepto el Pérmico. El transporte en camiones es más costoso que las tuberías, especialmente en Marcellus debido a las reglamentaciones estatales que requieren el transporte de larga distancia a sitios fuera del estado, lo que explica por qué la mayoría de las prácticas de reciclaje y reutilización han sido ampliamente adoptadas en Marcellus.

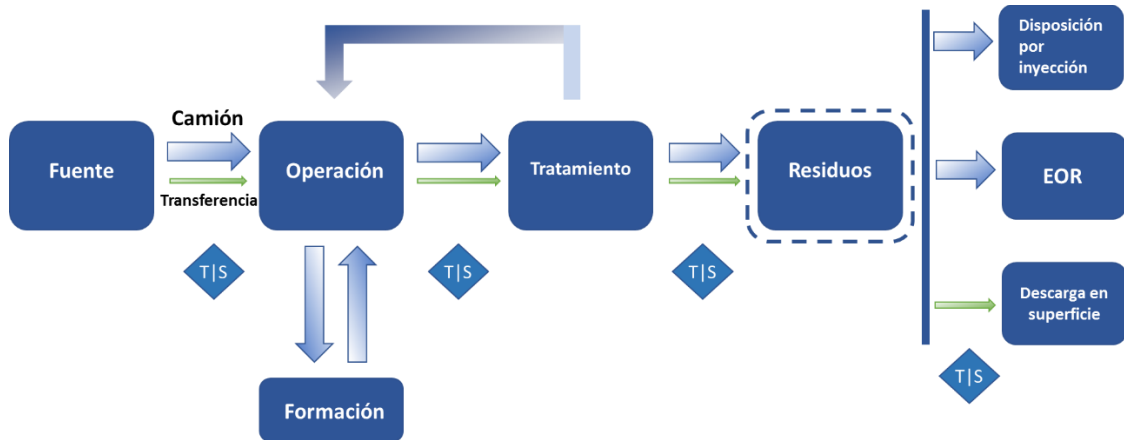
**Tabla 4: Gestión del agua por extensión productiva**

Extensión productiva	Capacidad del recurso	Capacidad de eliminación local y del pozo de reinyección	Volumen de reciclaje	Agua producida (corte de agua de la formación)	Acarreo y transporte principal			Costo (\$/BW)
					Agua de fracturación	Tasa del agua de retorno y transporte	Agua producida	
Eagle Ford	Alta (facilidad de acceso)	Alta	Bajo – 2.8%	Baja	Tubería 99%	• 15% Retorno • Camión	Camión	Más bajo
Marcellus	Alta	Bajo – únicamente en Ohio (Normativa del estado de PA)	Máximo (90%)	Baja	Tubería 99%	• 20% Retorno • Camión	Camión	Más alto
Permian	Baja en algunos lugares debido al clima árido	Alta	Bajo (2%)	Moderada Alta	• Tubería 90% • Camión 10%	• 25% Retorno • Camión • Tubería	Tubería	Medio
Barnett	Alta	Alta	Bajo	Muy alta	Tubería	• 20% Retorno • Camión	Tubería	Alto
Bakken	Alta	Alta	Ninguno	Alta	Tubería	• 20% Retorno • Camión	Camión	Medio Alto

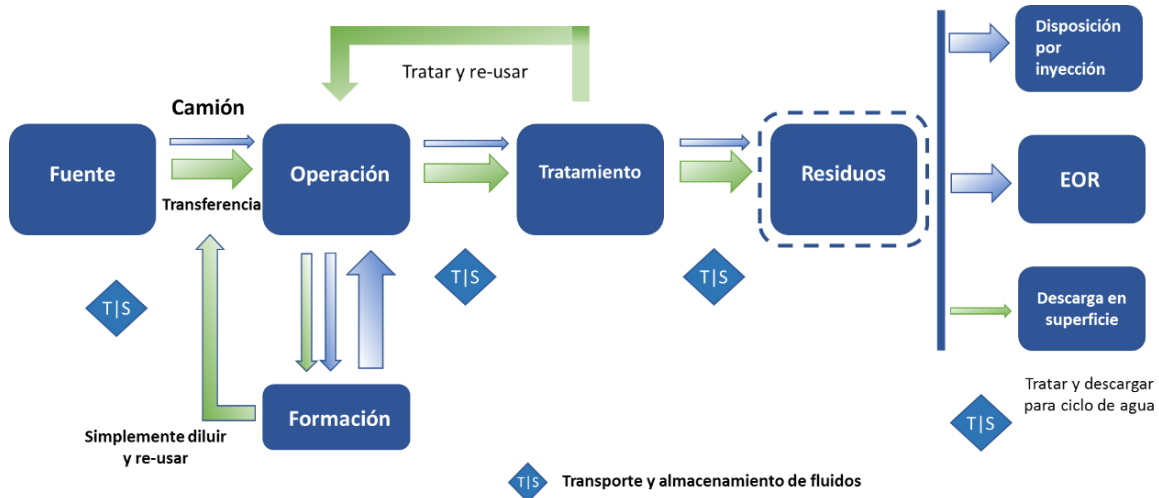
Fuente: IHS Markit

© 2018 IHS Markit

**Figura 31: Diagrama de flujo de la gestión del agua tradicional**



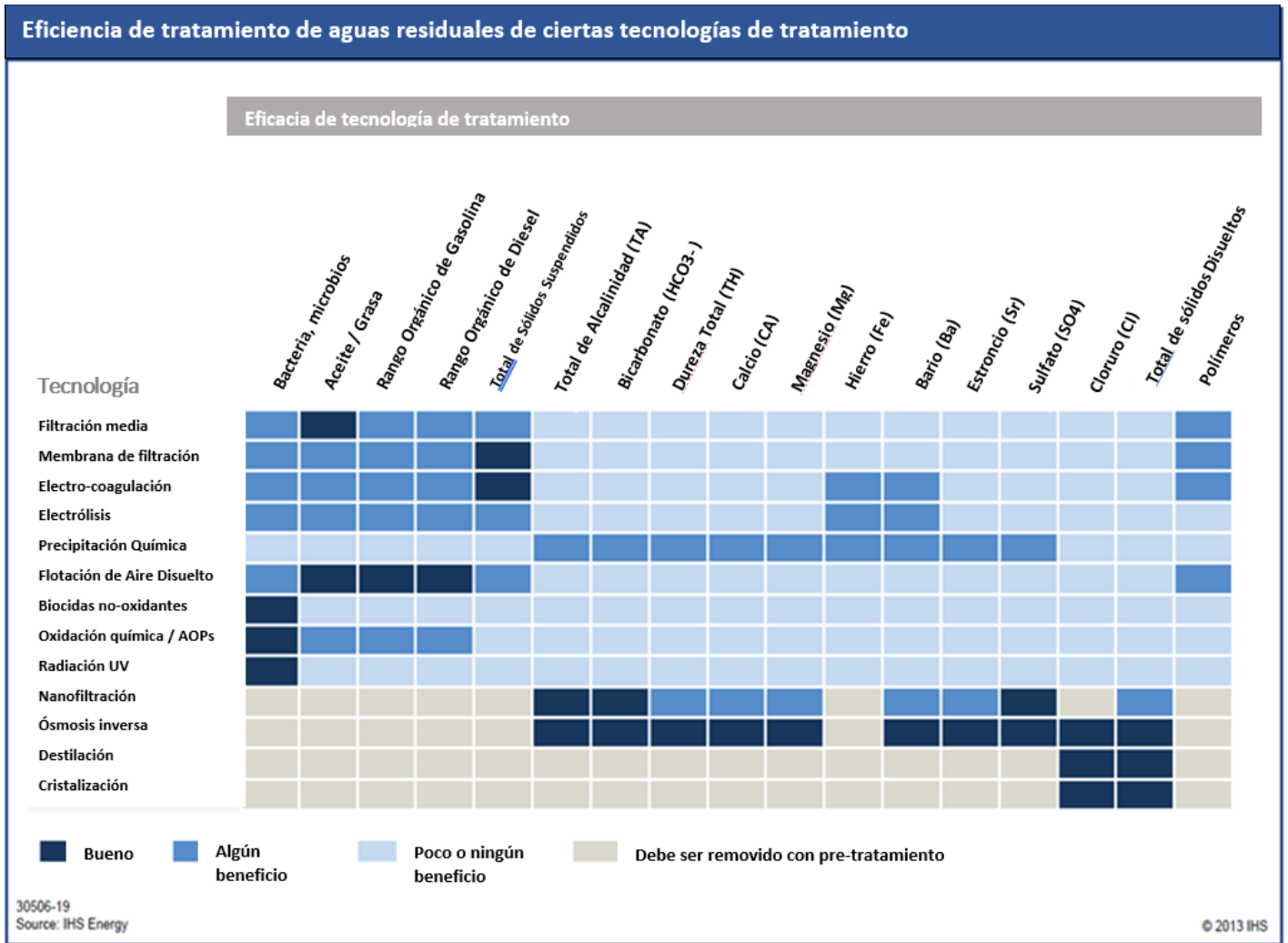
**Figure 32: Nuevo diagrama de flujo de la gestión del agua**



La selección de la tecnología o combinación de tecnologías correctas para el tratamiento del agua se debe hacer en función de las siguientes consideraciones:

- > ¿Cuál es el fin o la necesidad para el tratamiento del agua?
  - Reciclaje como fluido de terminación
  - Reciclaje para operaciones de recuperación secundaria
  - Descarga superficial – retorno al ciclo hidrológico
  - Proteger un pozo de desechos o un pozo de inyección de recuperación secundaria
- > ¿Se combinará con cualquier otra agua, como el agua diluida con agua dulce, antes de ser utilizada en una terminación futura?
- > ¿Cuál es la calidad mínima del agua necesaria para el fin? Cada componente que debe ser eliminado del agua requiere energía, lo que se traduce en un mayor costo del tratamiento del agua.
- > ¿Qué flujo de residuos se generaría a partir del tratamiento (si lo hubiera) y cuánto costará la eliminación?

**Figura 33: Eficacia del tratamiento del agua de las tecnologías de tratamiento seleccionadas**



Los operadores están experimentando con nuevas tecnologías de soluciones de tratamiento y los requisitos pueden variar en razón a las disposiciones reglamentarias locales o de calidad del agua.