

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

Preparado para Agencia Nacional de Hidrocarburos

31 de julio de 2018

**Shawn Gallagher**  
Director de Consultoría

**Min Rao**  
Director de Consultoría

**Curtis Smith**  
Director General de Consultoría

**Gina Hsieh**  
Director de Consultoría

**Enrique Jaramillo**  
Consultor Principal

**Irena Agalliu**  
Vicepresidente de Consultoría

# Contenido

<b>1</b>	<b>FASE 1 – IDENTIFICACIÓN DE LAS BUENAS PRÁCTICAS</b>	<b>4</b>
1.1	ANTECEDENTES	4
1.2	ANÁLISIS DE LAS ÁREAS PRODUCTIVAS SELECCIONADAS	8
1.2.1	Perspectiva general de las principales áreas productivas de roca madre (“shale”) del mundo	8
1.2.1.1	Latinoamérica	8
1.2.1.1.1	Área Productiva de Vaca Muerta – Cuenca de Neuquén – Argentina	8
1.2.1.1.2	Área productiva de “shale” – Cuenca del Magdalena Medio – Colombia	9
1.2.1.1.3	México – Cuencas de Burgos, Burro Picachos, Sabinas, Tampico, Veracruz, y Chihuahua	10
1.2.1.1.4	Brasil – Cuenca del Paraná	11
1.2.2	Asia-Pacífico – Australia	12
1.2.2.1	Sub-cuenca de Beetaloo - Australia	12
1.2.2.2	Cuenca de Cooper	12
1.2.3	Europa	13
1.2.3.1	Reino Unido – “Shale” de Bowland	13
1.2.4	Comunidad de Estados Independientes	13
1.2.4.1	Rusia – Cuenca del oeste de Siberia	13
1.2.4.2	Ucrania Extensión productiva Upper Visean – Cuenca de Dniéper-Donetsk	13
1.2.5	Lejano Oriente	15
1.2.5.1	China – Cuencas de Sichuan y Bohai	15
1.2.5.2	Indonesia	15
1.2.6	Medio Oriente	15
1.2.6.1	Arabia Saudita	15
1.2.6.2	Omán	15
1.2.7	África	16
1.2.7.1	Argelia y Túnez – Cuenca Berkine-Illuzi	16
1.2.7.2	Sudáfrica – “Shale” Karoo	16
1.3	ANÁLISIS DEL DESARROLLO COMERCIAL EXITOSO EN AMÉRICA DEL NORTE	17
1.3.1	Eagle Ford Shale	19
1.3.2	Área productiva Marcellus	21
1.3.3	Área productiva de “shale” de Montney – Alberta y Columbia Británica	25
1.4	EVOLUCIÓN DE LA INNOVACIÓN Y LAS BUENAS PRÁCTICAS EN EXTENSIONES PRODUCTIVAS DE ROCA MADRE (“SHALE”) EN AMÉRICA DEL NORTE	28
1.4.1	Evaluaciones geológicas y de ingeniería de yacimientos, e identificación de puntos óptimos	28
1.4.2	Uso de la tecnología y las buenas prácticas	28
1.4.2.1	Perforación	29
1.4.2.1.1	Torres de perforación	29
1.4.2.1.2	Lodos de perforación y fluidos	30
1.4.2.1.3	Perforación direccional	30
1.4.2.1.4	Medición durante la perforación (MWD)	31
1.4.2.1.5	Aparejo de fondo de pozo	31
1.4.2.1.6	Registro durante la perforación (LWD)	31
1.4.2.2	Terminación	31
1.4.2.2.1	Diseño de terminación	31
1.4.2.2.2	Diseño de Fracturamiento Hidráulico	32
1.4.2.2.3	Agentes propantes	33
1.4.2.2.4	Tipos de fluidos, químicos y aditivos	34
1.4.2.2.5	Gestión del agua	35

<b>2 FASE 2: REVISIÓN DE LA LEGISLACIÓN Y/O MARCOS JURÍDICOS, E INCENTIVOS PARA LA ADJUDICACIÓN Y EL IMPACTO SOCIAL DE AL MENOS 5 CASOS DE ÉXITO .....</b>	<b>38</b>
2.1 ANÁLISIS DE LAS ESTRUCTURAS DE GOBERNANZA REGULADORA PARA EL DESARROLLO EN ROCAS GENERADORAS. ....	38
2.1.1 Estructura regulatoria .....	40
2.1.2 Análisis de las buenas practicas .....	42
2.1.3 Problemas socioeconómicos .....	59
2.1.4 Procesos de obtención de permisos .....	77
2.1.5 Participación de la comunidad .....	86
2.2 ANÁLISIS DE ESTRUCTURAS COMERCIALES REGULATORIAS PARA EL DESARROLLO DE RECURSOS EN ROCAS GENERADORAS .....	91
2.2.1 Análisis cualitativo .....	91
2.2.2 Análisis cuantitativo .....	100
2.2.3 Incentivo potencial para Colombia .....	107

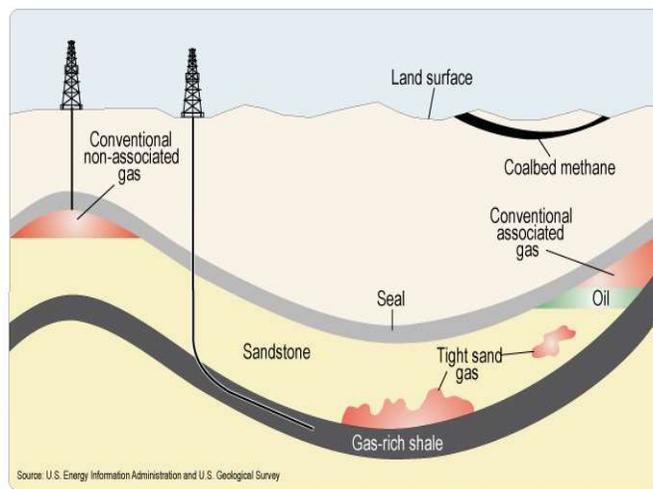
# 1 Fase 1 – Identificación de las buenas prácticas

## 1.1 Antecedentes

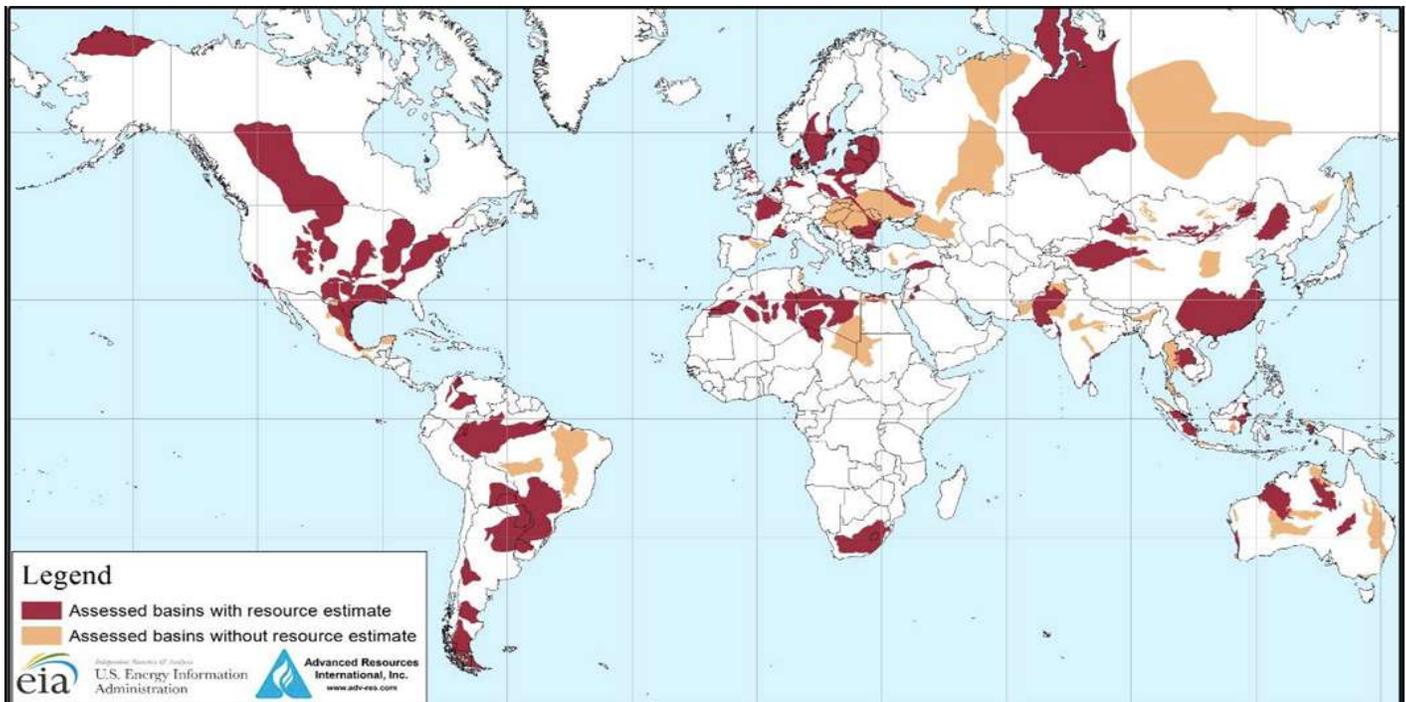
Los recursos de petróleo y gas natural se encuentran y se producen en varios lugares y entornos geológicos. Los hidrocarburos se originan dentro de las rocas madre, que por lo general son extensiones productivas de lutita.

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 “shale” original a areniscas adyacentes o carbonatos porosos y quedaban atrapados los “shales” suprayacentes. Recientemente, la tecnología ha abierto la puerta para que los hidrocarburos se produzcan directamente en las rocas madre de “shale” 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 “shales” 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 “shales” 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 “shale” 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 “shale”, sino que se genera durante la transformación del material orgánico en carbón.

**El petróleo de “shale”** 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 “shale”” 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 “shales” bituminosos, el término “petróleo de formaciones compactas” generalmente se usa para describir el petróleo producido en todos los yacimientos de baja permeabilidad, incluidos los “shales”

Se han identificado recursos de hidrocarburos en 137 formaciones de “shale” en 42 países en todo el mundo. Los recursos mundiales de petróleo y gas de “shale” 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 “shale” técnicamente recuperable y el rango de recursos de cada país.

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

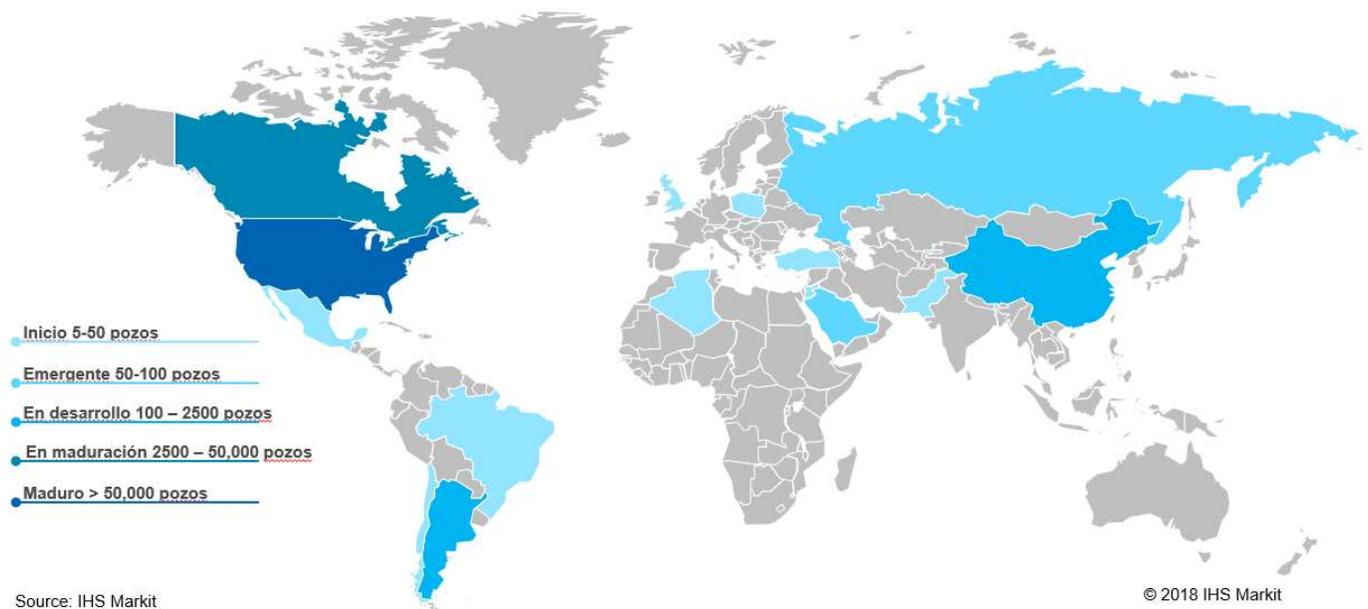
Recursos	Países
<10 mmbep	Austria, Colombia, Dinamarca, Francia, Alemania, Letonia, Libia, Malasia, Marruecos, Sudáfrica, España, Suecia, Tailandia, Ucrania, Zimbabue
10-50 mmbep	Argelia, Brasil, Bolivia, Indonesia, México, Polonia, Rusia, Reino Unido
50-100 mmbep	Argentina, China
<b>100-200- mmbep</b>	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. Ver la Figura 3 para obtener detalles sobre las actividades de perforación.

**Figura 3: Actividades de perforación de petróleo y gas no convencional en el mundo**



Los desarrollos no convencionales siguen una estrategia de desarrollo diferente a los desarrollos convencionales en tierra o costa afuera. 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 detalla el proceso de desarrollo tal como se realizó en las áreas o extensiones productivas de América del Norte. Se prevé que los desarrollos posteriores en el mundo sigan el mismo plan.

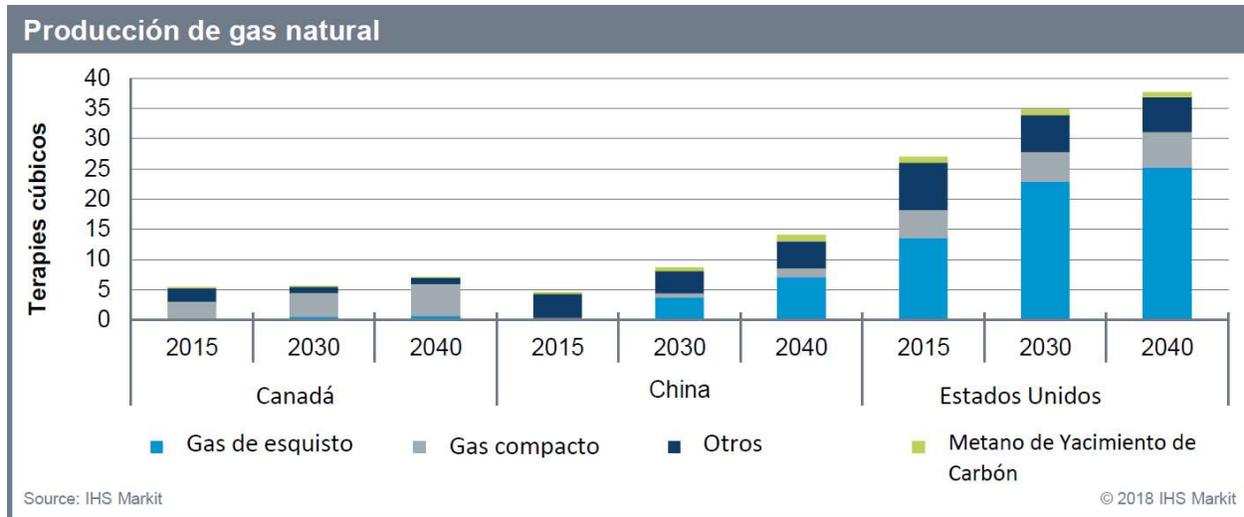
**Figura 4: Esquema de desarrollo de un área o extensión productiva no convencional**



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 áreas o extensiones productivas de “shale” de Estados Unidos desde 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 “shales” dentro de la cuenca del Pérmico (Texas).

Aunque los proyectos de desarrollo de las áreas o extensiones productivas de “shale” 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 “shale” 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**



## 1.2 Análisis de las áreas productivas seleccionadas

### 1.2.1 Perspectiva general de las principales áreas productivas de roca madre (“shale”) del mundo

En el mundo, se han identificado 137 áreas o extensiones productivas de “shale” diferentes en más de 40 jurisdicciones como posibles objetivos comerciales. Fuera de América del Norte, las evaluaciones y análisis realizados en estas áreas productivas han sido limitados, aunque, se están desarrollando algunas actividades de exploración. Los “shales” 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 “shale”.

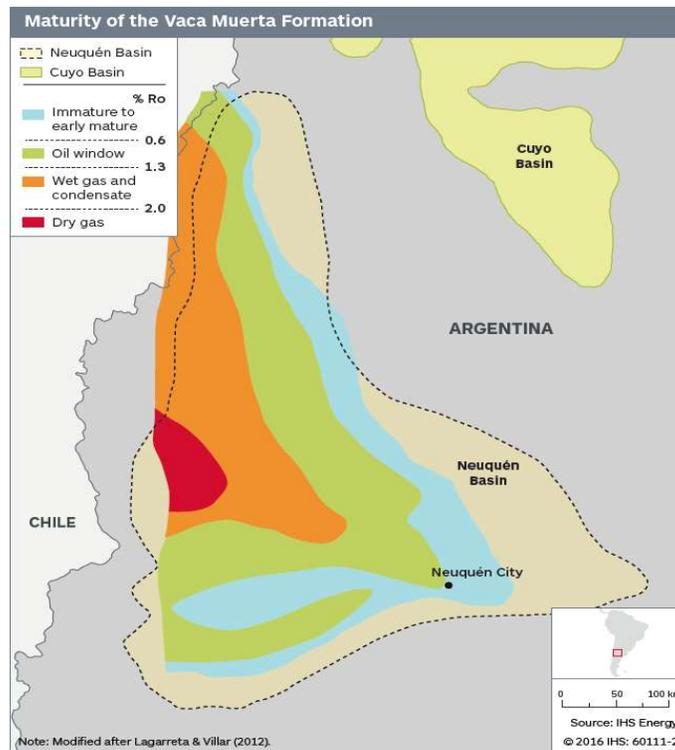
#### 1.2.1.1 Latinoamérica

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

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

El área productiva de Vaca Muerta se compone de “shale” finamente estratificado de color negro y gris oscuro y lodolitas y calizas litográficas cuyo espesor varía entre 50 y 300 metros. El “shale” 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 “shale” 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 “shale”, muy similar al “shale” de Eagle Ford ubicado en el sur de Texas. Además, el “shale” de Vaca Muerta es más grueso que la mayoría de los yacimientos de “shale” en América del Norte y ha tenido más actividad comercial que cualquier otra área 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 áreas 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 el área 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 del área 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.

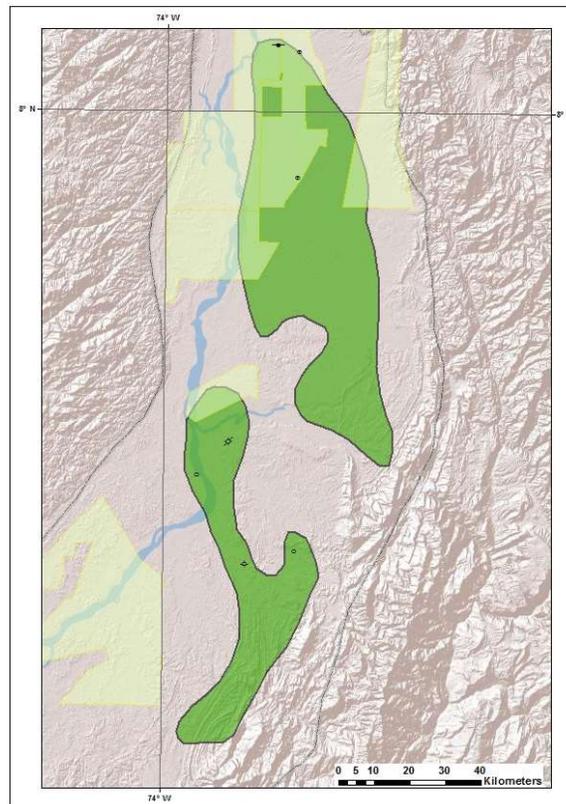
Los operadores se encuentran al comienzo de la curva de aprendizaje para conocer el área productiva, y los puntos óptimos aún quedan por identificar y delinear. El avance de la producción inicial, las tasas de declinación y factor de recobro finales serán factores determinantes del éxito del área productiva. 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 el área 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 zonas de concentración de hidrocarburos: petróleo liviano, gas seco, gas húmedo y aceite negro, similar al área productiva de los EE. UU. Eagle Ford.

#### 1.2.1.1.2 Área productiva de “shale” – Cuenca del Magdalena Medio – Colombia

La formación cretácica La Luna se encuentra en la Cuenca del Valle del Magdalena Medio y es orgánicamente rica principalmente en querógeno tipo II. La Figura 7 muestra la superficie del área productiva en toda la cuenca.

**Figura 7: Área productiva de “shale” La Luna**



Fuente: IHS Markit

### **Cuenca del Magdalena Medio**

Las áreas productivas análogas a La Luna en América del Norte son el yacimiento de roca madre Barnett (particularmente la sub-área productiva de gas seco) y el yacimiento de roca madre Eagle Ford (particularmente las sub-áreas productivas de gas húmedo y petróleo).

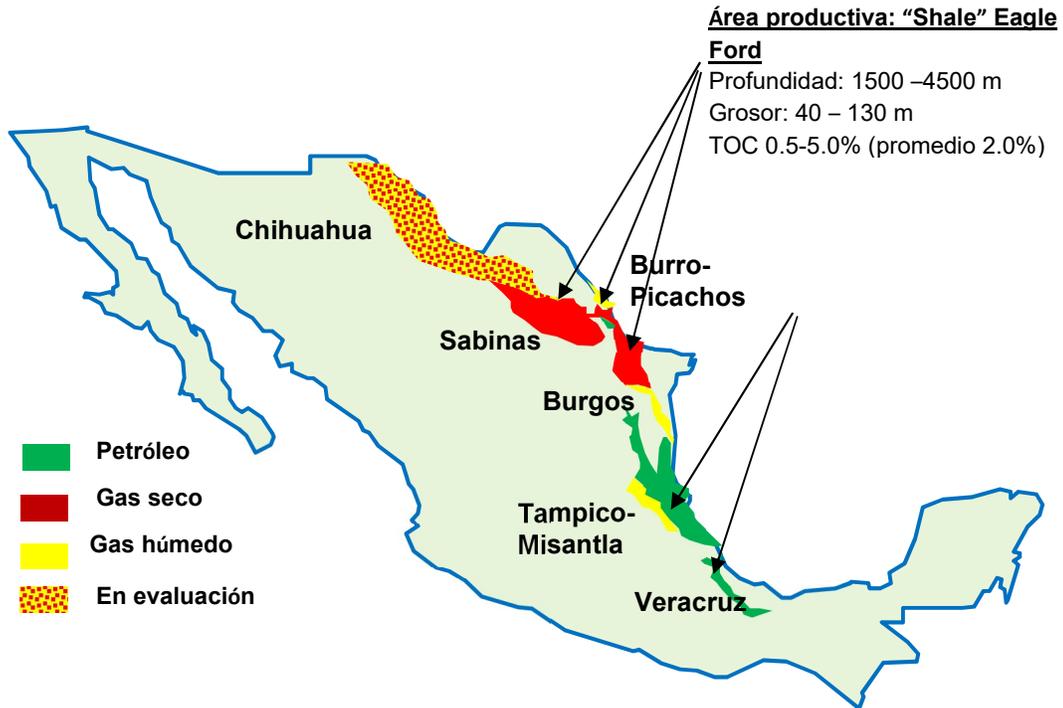
El yacimiento de roca madre La Luna aún se encuentra en la etapa inicial de exploración. A junio de 2013, no se habían llevado a cabo actividades de desarrollo o evaluación, pero en los últimos años varias compañías han iniciado programas de exploración de petróleo y gas de “shale” en sus áreas asignadas en el Valle Medio del Magdalena.

Las formaciones de “shale” 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 “shale”. 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 “shale” con estimaciones de recursos prospectivos que oscilan entre 150 y 459 Tcf. Los “shales” 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 áreas productivas de “shale” en México.

Figura 8: Áreas productivas de “shale” en México



Dentro de estas cuencas, hasta ahora solo se han perforado 25 pozos. De dichos pozos, 11 son productivos, de los cuales 9 todavía están en producción. Los 14 pozos restantes, o todavía se consideran descubrimientos, o ya fueron taponados y abandonados, porque no fueron considerados 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 “shale” identificada es la formación Devonian Ponta Grossa, que se encuentra en la cuenca del Paraná, cerca de las fronteras con Paraguay y Argentina. Los “shales” 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 “shales” 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 % Ro 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: Áreas productivas de “shale” en Brasil****Área productiva: gas de “shale”****Paraná Devónica**

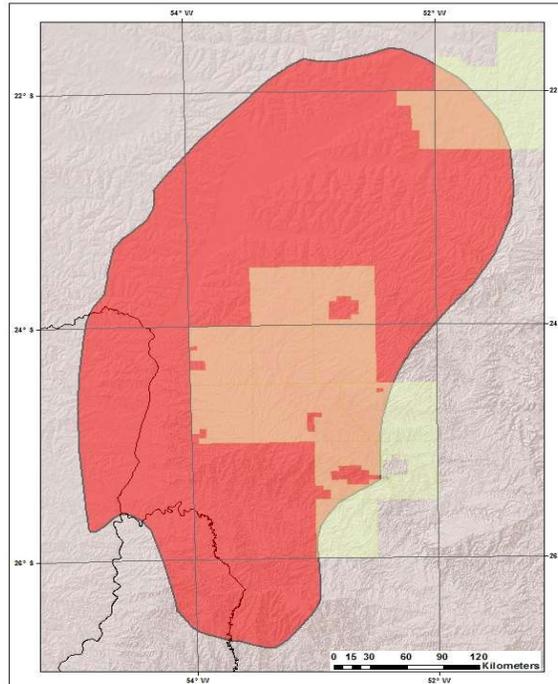
Profundidad: 3000 –4400 m

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 “shale”, 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 Sub-cuenca de Beetaloo - Australia**

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

La formación Velkerri es un “shale” 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 “shale” 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 “shales” 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 “shale” en la Cuenca de Cooper: las extensiones productivas de gas compacto de Patchawarra y de gas de “shale” 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 “shale” REM tiene un grosor promedio de 110 m. Se han perforado pozos para metano y gas de “shale” 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 “shale”: Chevron, ConocoPhillips, BG, aunque ha habido poca o ninguna actividad de desarrollo.

### 1.2.3 Europa

En Europa existen varias extensiones productivas de “shale”, pero dos de las posibles extensiones productivas de “shale” se destacan por ser las que tienen más probabilidad de éxito: el “shale” de Bowland en el Reino Unido y la extensión productiva de petróleo compacto y gas de “shale” 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 “shale” Bowland ya que es más probable que sea desarrollado.

#### 1.2.3.1 Reino Unido – “Shale” de Bowland

El “shale” 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 “shale” Bowland de la cuenca central de Lancaster. Solo 64 pozos de exploración y evaluación alcanzaron profundidades suficientes para penetrar el “shale” Bowland y registrar más de 15 m de espesor neto de “shale”.

Dentro de cada una de las cuencas, los “shales” de aguas profundas pasan lateralmente a calizas de plataformas de aguas someras y areniscas deltaicas. Varios intervalos de “shale” 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 “shale” de Norteamérica. Para este estudio, la extensión productiva de gas de “shale” 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 “shale” 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 “shale” 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 “shale” superpuestas y adyacentes. La principal es la extensión productiva de gas de “shale” Bazhenov ubicada en el norte de la cuenca cerca del Océano Ártico. Las formaciones cambian de gas de “shale” a una mezcla de gas apretado y gas húmedo y luego a petróleo apretado 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 “shale” cerca del Océano Ártico. La extensión productiva de petróleo compacto de Achimov se superpone a estas extensiones productivas y tiene el “shale” de Bazhenov como su roca madre. Las extensiones productivas de Bazhenov tienen un grosor de 20 a 35 m, en tanto que el “shale” 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 “shale” 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 “shale” ubicadas en China e Indonesia, que en su mayoría son gas de “shale”.

### 1.2.5.1 China – Cuencas de Sichuan y Bohai

Los proyectos de gas de “shale” en China se han centrado en la cuenca de Sichuan, ubicada en el centro de China, con extensiones productivas de “shale” 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 “shale” y una extensión productiva de petróleo compacto subyacente. Las profundidades de gas de “shale” 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 “shale”, 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 “shale” y ha establecido políticas y programas para alentar y promover el desarrollo de “shale” 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 “shale”.

### 1.2.5.2 Indonesia

Hay varias extensiones productivas de “shale” no convencionales en la cuenca de Sumatra en Indonesia. El TOC oscila entre 0.5 y 1.0% en el “shale” Bampo y 2 y 6% en el “shale” 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 “shale”.

## 1.2.6 Medio Oriente

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

### 1.2.6.1 Arabia Saudita

La extensión productiva de gas de “shale” 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 "shale" 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 "shales" 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 "shales" negros, laminados y radioactivos ("calientes"), que tienen excelentes características de roca madre.

El potencial de roca madre para los "shales" devonianos se limita generalmente a los intervalos del Devónico Medio-Superior, particularmente los "shales" de la formación de Frasnian, que son los más ricos de la sección. Los "shales" 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 "shales" 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 "shales" 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 – "Shale" 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 "shale" 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 "shale". Hasta la fecha, la Agencia Petrolera de Sudáfrica ha recibido solicitudes de

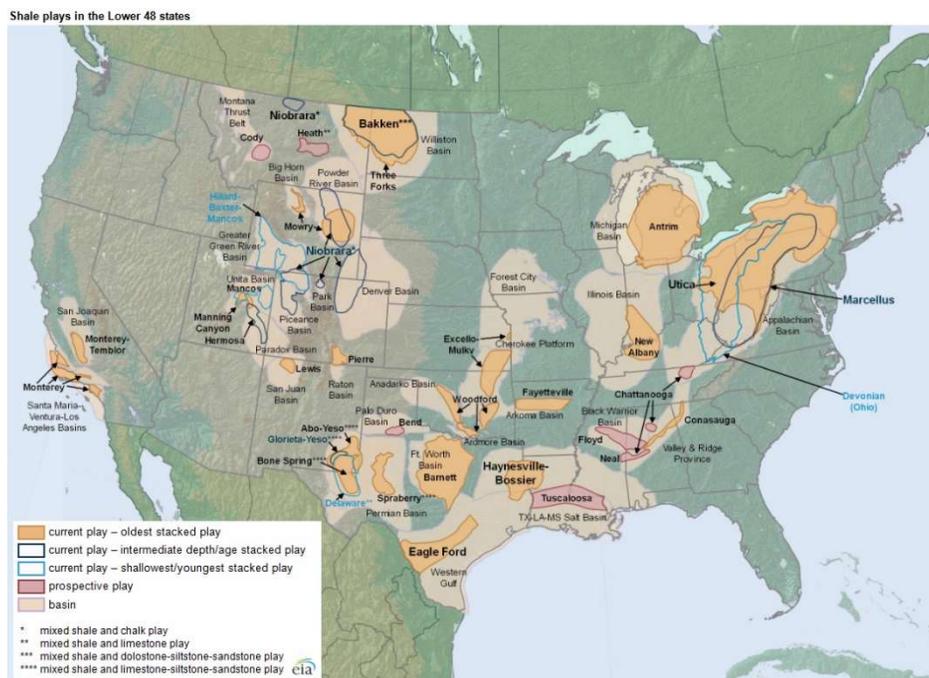
exploración de Shell International, Falcon Oil and Gas en asociación con Chevron y Bundu Gas, y las adjudicaciones están pendientes de revisión y aprobación por parte del gobierno.

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 ("shale").

**Figura 10: Extensiones productivas de "shale" en los Estados Unidos**



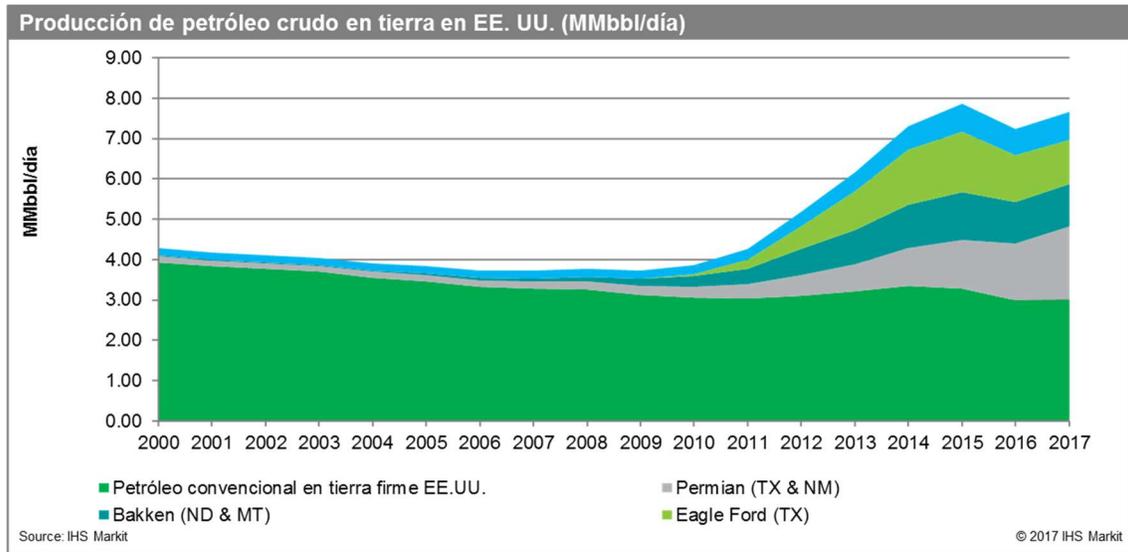
La figura anterior muestra las diferentes extensiones productivas de "shale", petróleo compacto y gas compacto del territorio continental estadounidense, con las fechas aproximadas de comercialización inicial de las principales extensiones productivas. Las primeras extensiones productivas que se desarrollaron 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 "shale" 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

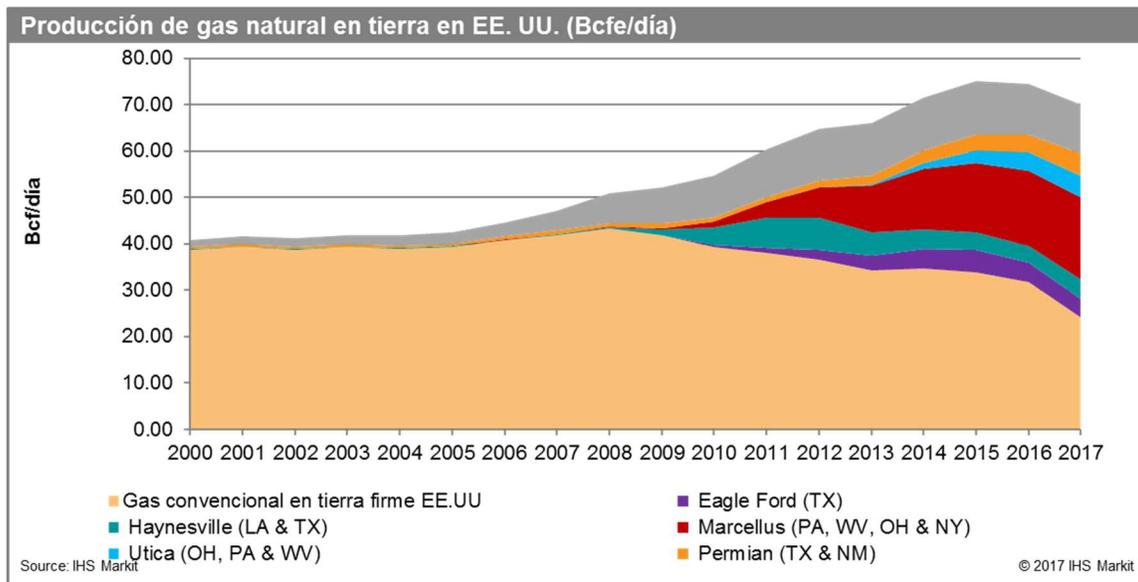
convencionales está localizada en la cuenca del Pérmico en el oeste de Texas, donde hay varias agrupaciones de extensiones productivas de petróleo prolíficas.

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 “shale” 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 unas pocas extensiones productivas.

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



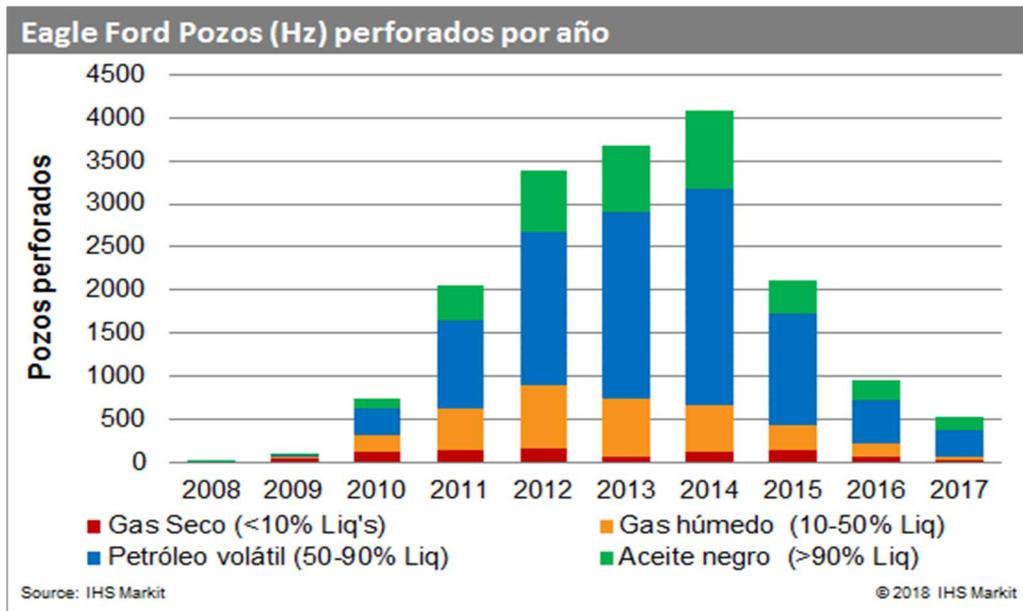
**Figura 12: Producción de gas natural en tierra en Estados Unidos**



En Canadá, los “shales” 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.



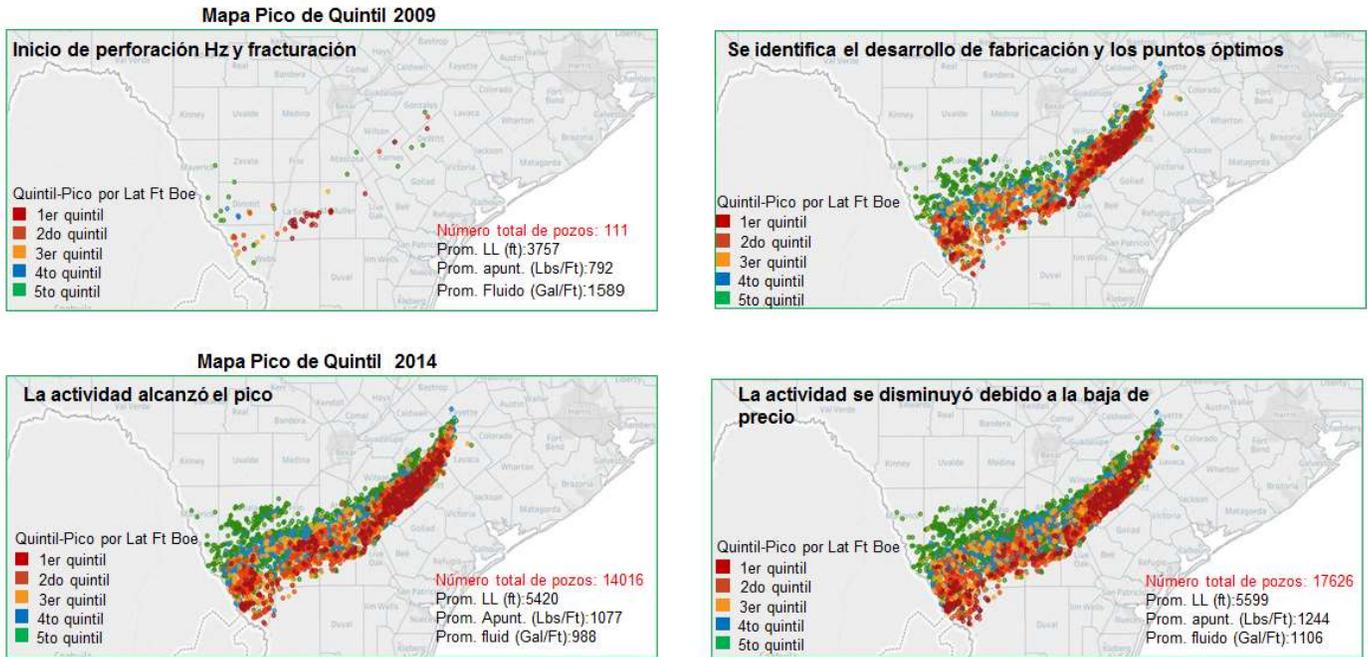
Figura 14: Eagle Ford Pozos perforados desde 2008



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.

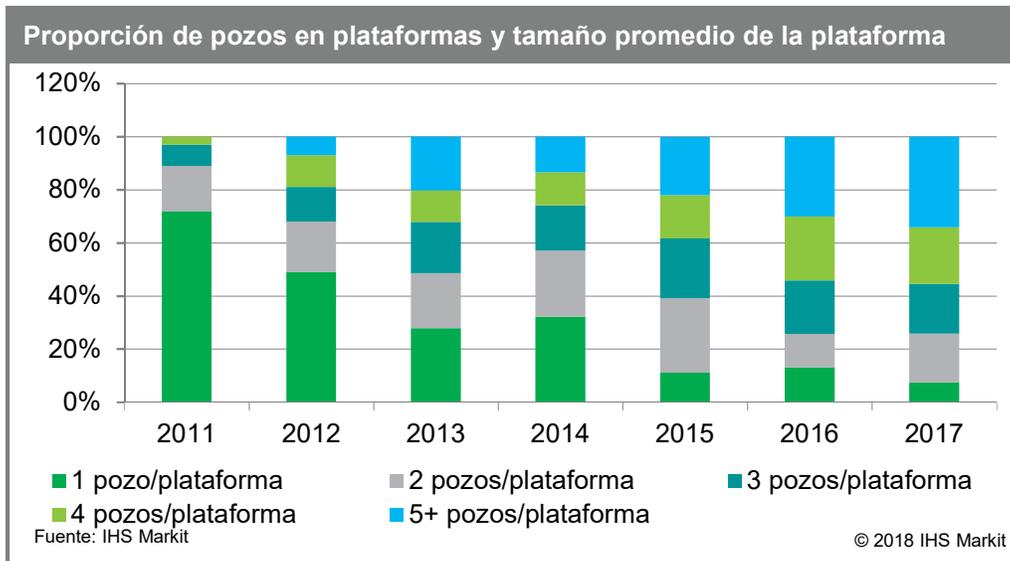
La extensión productiva Eagle Ford se ha desarrollado de un modo que es característico de las extensiones productivas de "shale" comerciales, con la incorporación anual de muchos pozos nuevos, lo que aumenta enormemente la producción diaria de la extensión productiva. En 2009, cuando la extensión productiva 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 propante. 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 pozos de relleno y conservación de sus arrendamientos/concesiones 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.

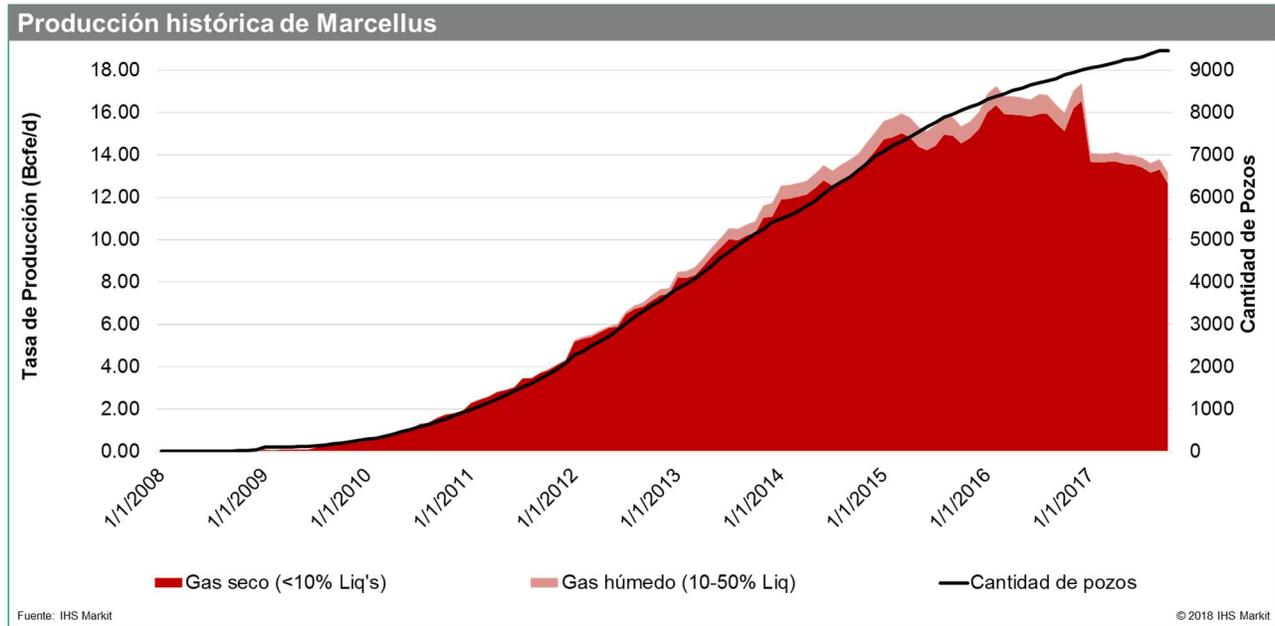
**Figura 16: Agrupación de pozos de acuerdo al tamaño de la plataforma en Eagle Ford**



**1.3.2 Área 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.

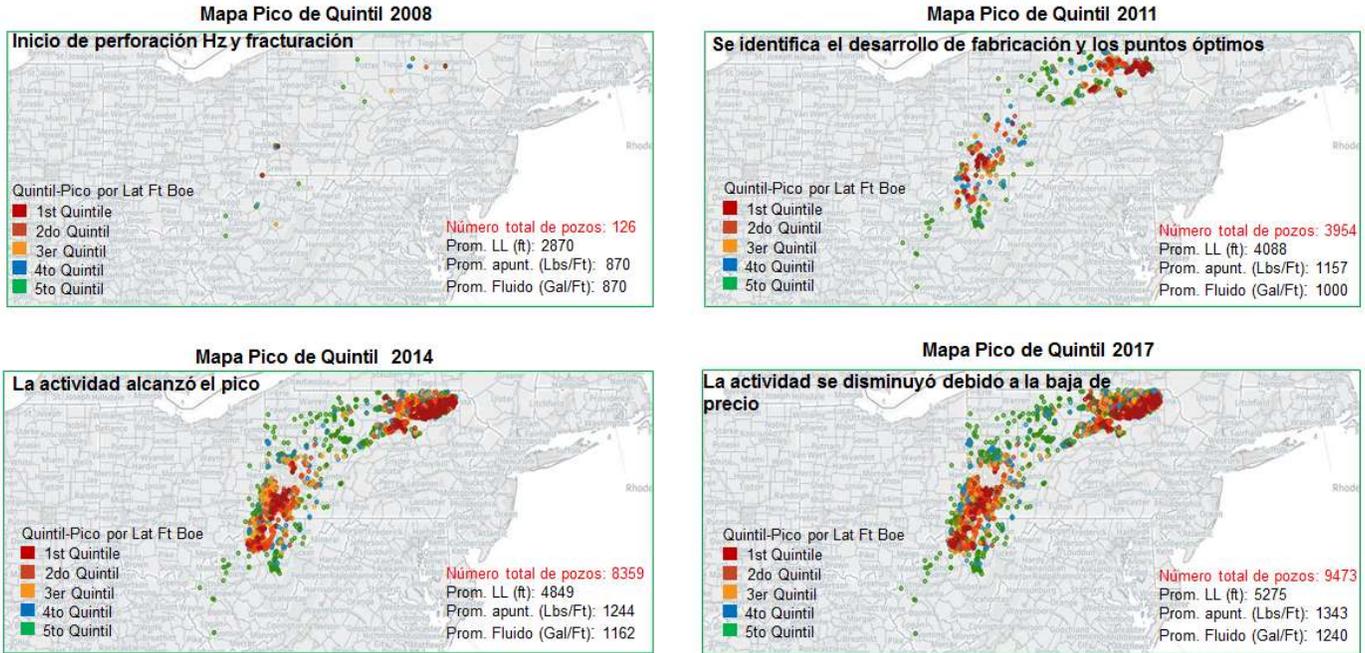
**Figura 17: Historia de la producción de Marcellus**



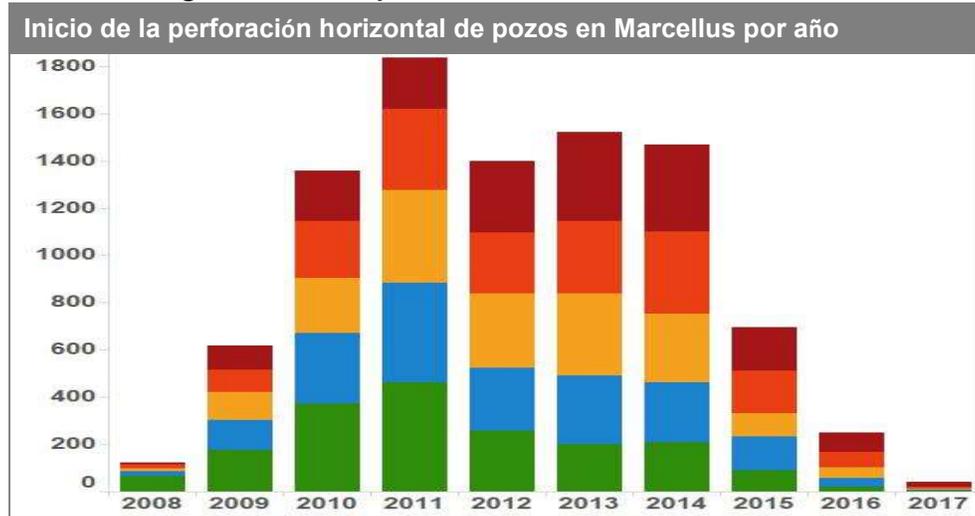
La producción de Marcellus ha estado dominada por el gas seco y ha alterado drásticamente el mercado de gas natural en los EE. UU., donde ha sido el mayor proveedor de gas desde 2016. Las limitaciones de los gasoductos en el área han restringido el crecimiento dejando la producción en torno a 14 billones de pies cúbicos equivalentes por día (Bcfe/d), i.e., 0.01 tera pies cúbicos equivalentes por día, 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.

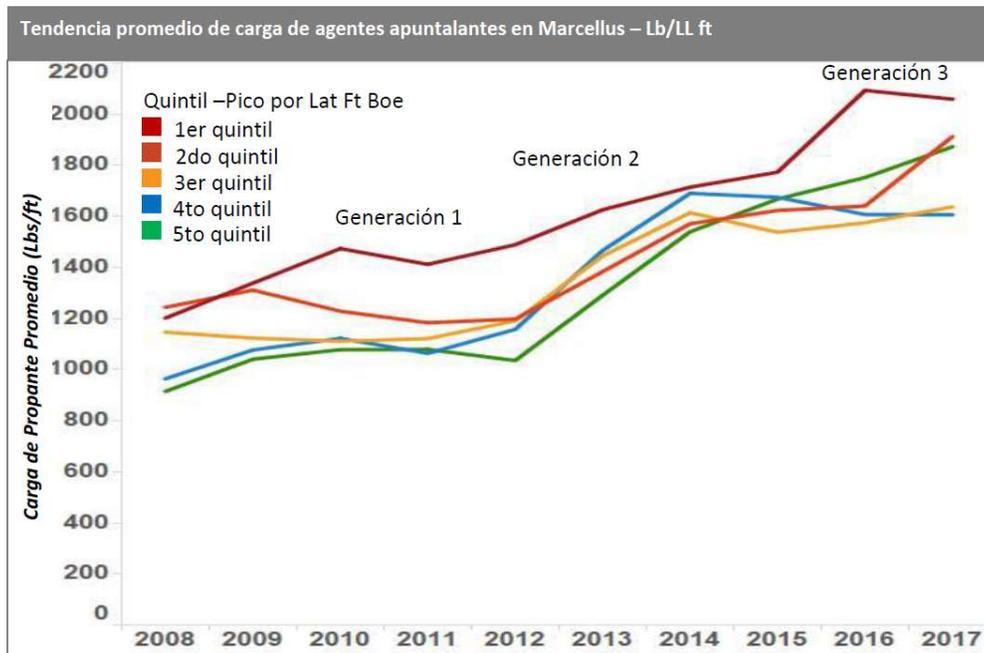
**Figura 18: Desarrollo de Marcellus a lo largo del tiempo**



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

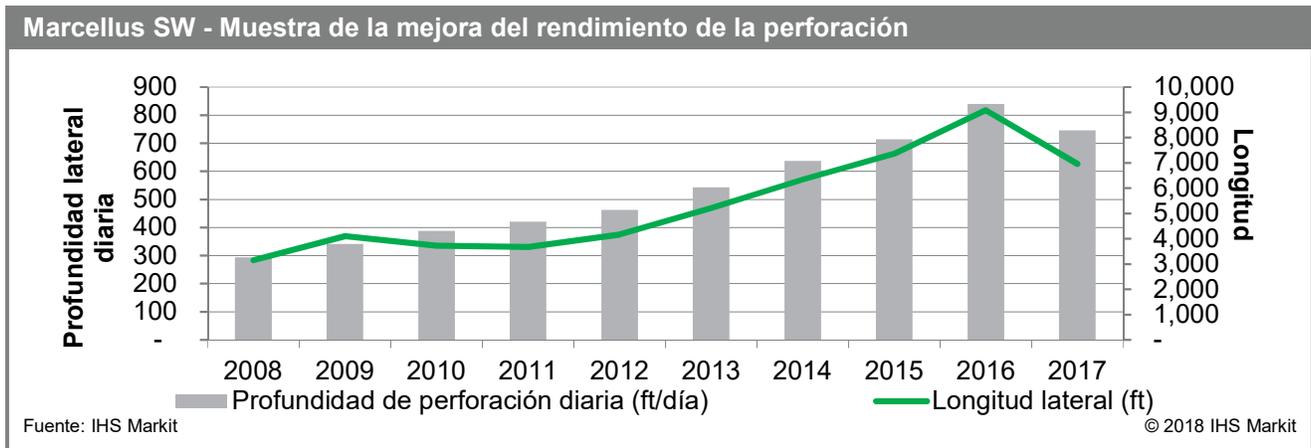


La actividad de perforación y el rendimiento que se muestran en el gráfico anterior indica los cambios en la actividad de perforación. El bajo rendimiento de los pozos quintiles cuarto y quinto (que se muestran en azul y verde) representan una gran proporción de los pozos de 2009-2011, en un momento 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 o puede ser apoyada con una nueva producción.

**Figura 20: Tendencia promedio de carga de agentes propantes 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 propantes 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 fracturamiento hidráulico aumentando el uso de agentes propantes de 1400 lb/ft a velocidades actuales de 2200 lb/ft, como se muestra en la Figura 20.

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 longitudes laterales más largas, 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**

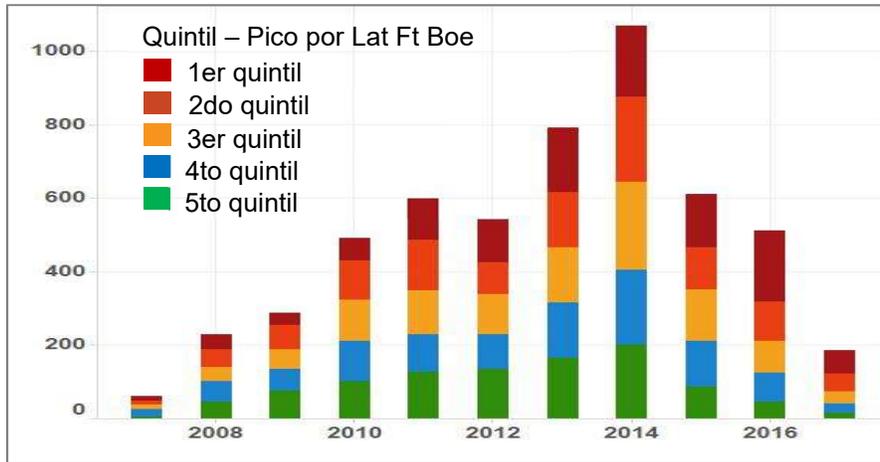
### 1.3.3 Área productiva de “shale” de Montney – Alberta y Columbia Británica

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 ductos 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.

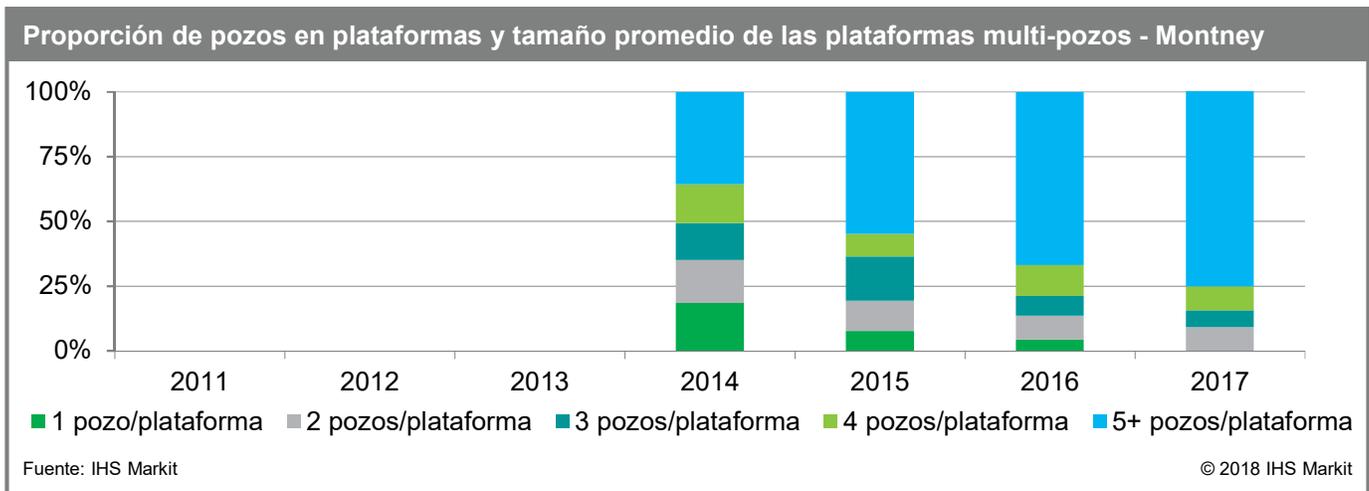
**Figura 22: Mejora del rendimiento de perforación de Marcellus**

Inicio de perforación de pozos horizontales en Montney por año



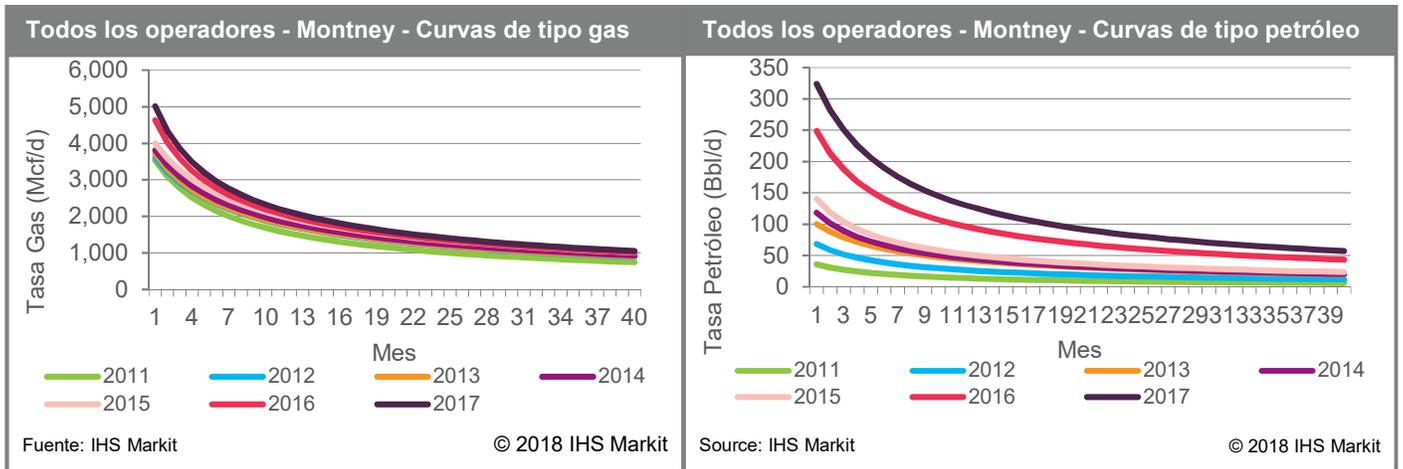
Como se observa en la Figura 22, los operadores pudieron identificar y centrarse en el "punto óptimo" de la extensión productiva a partir de 2008. Los pozos de mayor rendimiento (como se muestra en rojo y naranja) continúan dominando la actividad de perforación en 2014-2017 en tanto que los operadores 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 propantes de mayor densidad, alta concentración de fluido de fracturación, aumento de las fases y espaciado de agrupación más reducido. Como consecuencia de estos cambios tecnológicos, la mejoría se ve especialmente en la producción de petróleo, cuya tasa de producción inicial aumentó 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 (“shale”) 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 “shale”. 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 parámetros clave son la madurez térmica del área o extensión productiva, el volumen de aceite libre y adsorbido, el volumen de gas libre y adsorbido, así como también las propiedades de flujo de fluidos. Las propiedades importantes se describen a continuación:

*Carbono orgánico total (TOC)* – Como las extensiones productivas de “shale” 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 “shales” que en los yacimientos convencionales y la fracturación hidráulica produce una permeabilidad artificial en el yacimiento.

*Saturación de agua (Sw)* – 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 de alta o súper especificación para yacimientos no convencionales, 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 áreas o 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 "shales". 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

© 2018 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 rentar 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. Debido a su alto costo, las tecnologías LWD están madurando, pero están limitadas a pozos exploratorios o pozos de alta complejidad y 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 propantes, 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 revestimiento se cementa en todo el pozo. La cementación proporciona un soporte estructural, mejora la integridad del pozo, protege 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 "shale" 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 propantes 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 revestimiento de la sarta de producción. Los manguitos tienen puertos de fracturamiento 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

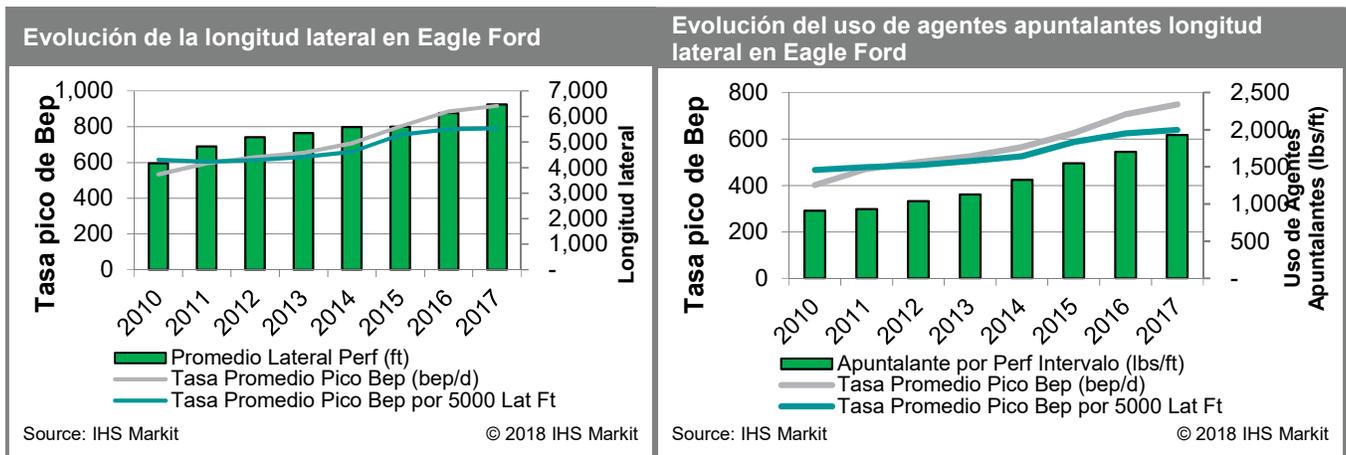
las tecnologías han mejorado. El uso de manguitos deslizante reduce el tiempo total de fractura, lo que puede resultar en un ahorro de costos significativo y un tiempo más corto para la primera producción. Las limitaciones en este método fracturamiento incluyen restricciones en el número de etapas y 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.

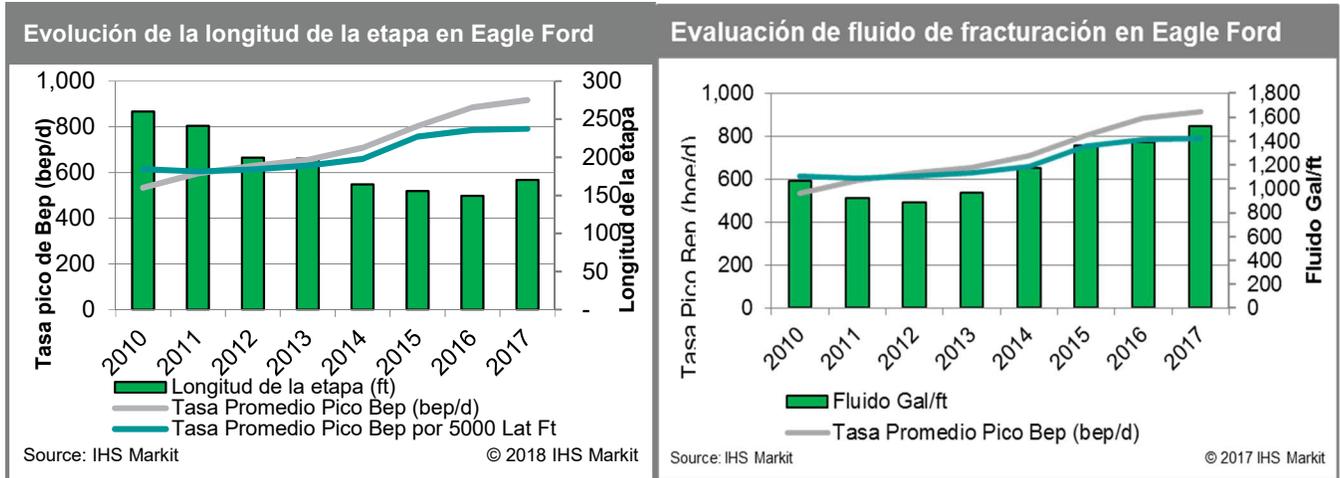
**1.4.2.2 Diseño de Fracturamiento Hidráulico**

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 propante, volúmenes y densidad del propante, 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 propante 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 propante más alto por intervalo. El diseño óptimo de fracturamiento hidráulico 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 fracturamiento hidráulico, deberán establecer el diseño óptimo para su superficie específica en función de las características locales. Los gráficos a continuación muestran diferentes diseños de fracturamiento hidráulico 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 propantes, longitud de la etapa y fluido de fracturación en Eagle Ford**

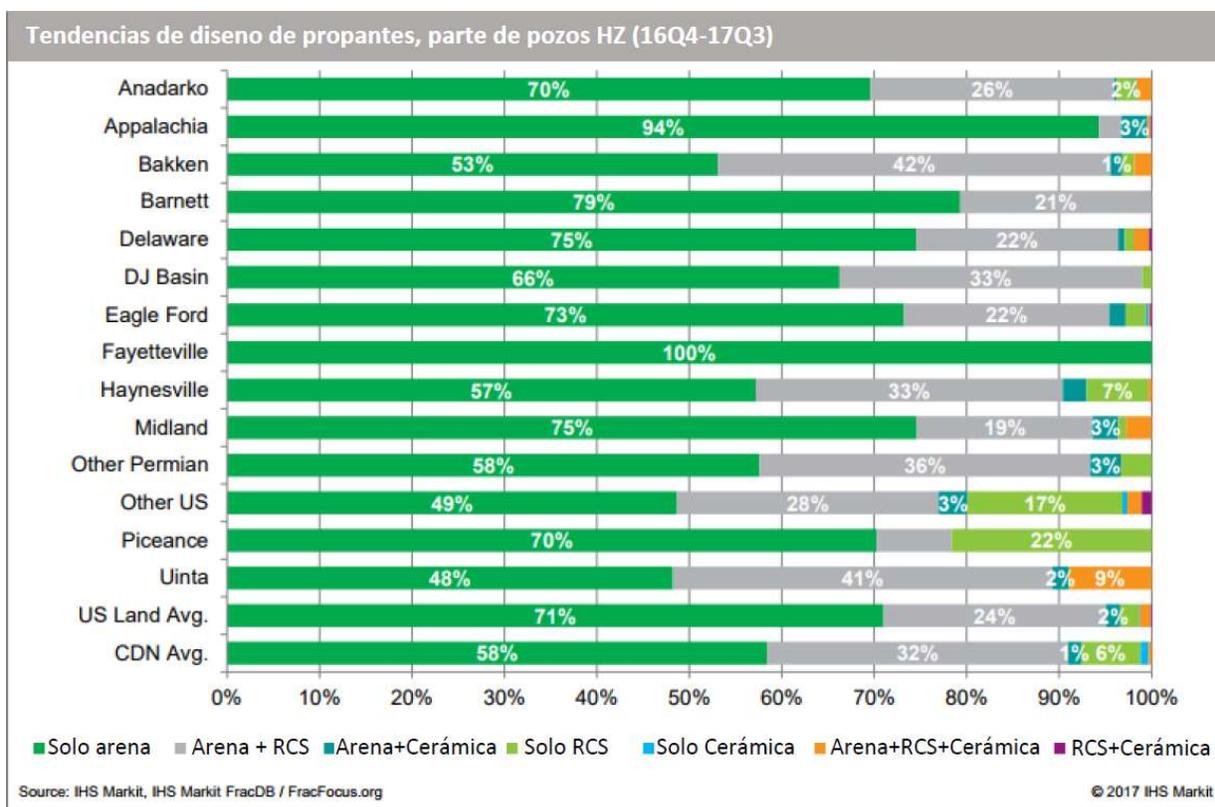




### 1.4.2.2.3 Agentes propantes

Durante el proceso de terminación, el agente propante se inyecta en el pozo para "abrir" las fisuras de las rocas para extraer más petróleo o gas. Se usan tres tipos de propantes para el agotamiento de pozos no convencionales: arena de fractura, arena revestida de resina (RCS) y perlas de cerámica. La arena para fracturamiento hidráulico 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 propante de cerámica está fabricado con bauxita de caolín. El rendimiento del propante cerámico es mejor debido a la uniformidad en tamaño y forma, pero también es el más caro. Se han utilizado diferentes combinaciones de propantes 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 propante en las distintas extensiones productivas de América del Norte.

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



#### 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 propante a la fractura	32%
Híbrido: gel lineal/lechada (LG/SW)	Utiliza una combinación de un reductor de fricción y agente gelificante para transportar el agente propante 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 propante a la fractura hidráulica	32%
Gel lineal (LG)	Utiliza un agente gelificante para transportar el propante a una fractura	1%
Geles reticulados (XL)	Utiliza un agente gelificante y uno o más reticulantes para transportar el propante 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 propano a la fractura hidráulica	1%

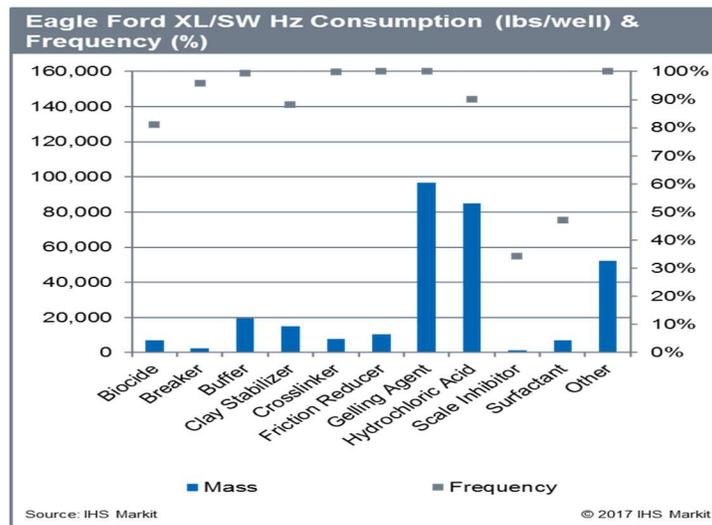
Fuente: IHS Markit

© 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 propano 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.

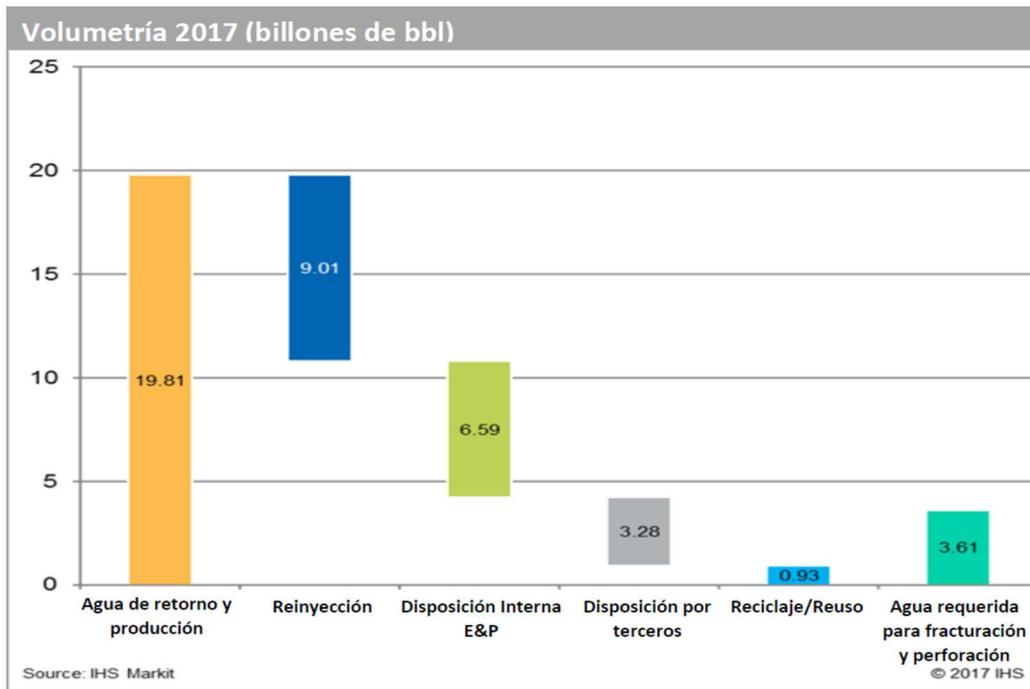
**Figura 29: Masa y frecuencia de uso de químicos en Eagle Ford**



**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.**

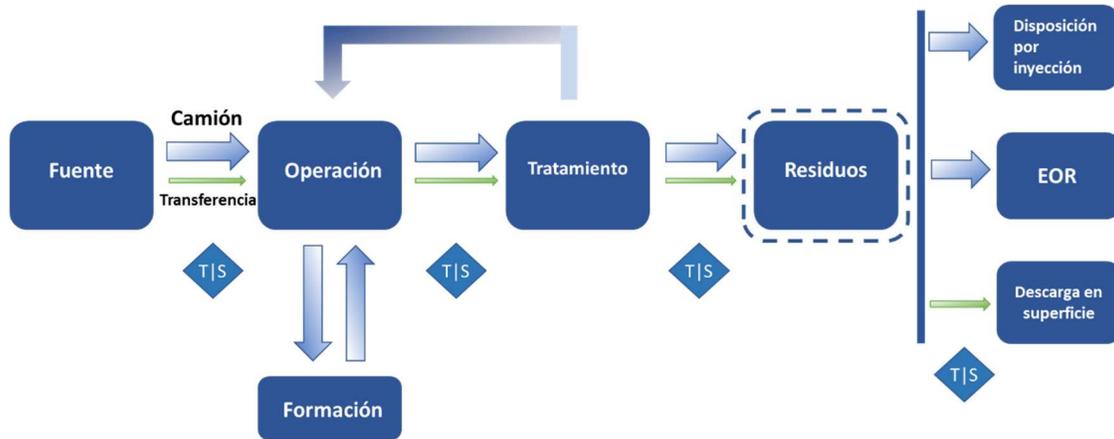
El uso principal del agua producida sigue siendo la reinyección; sin embargo, este método ha demostrado poco éxito en la mejora de la producción de gas de “shale” y petróleo compacto y se prevé que disminuirá con el tiempo. La mayoría de los volúmenes restantes se desechan en pozos de eliminación de 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.

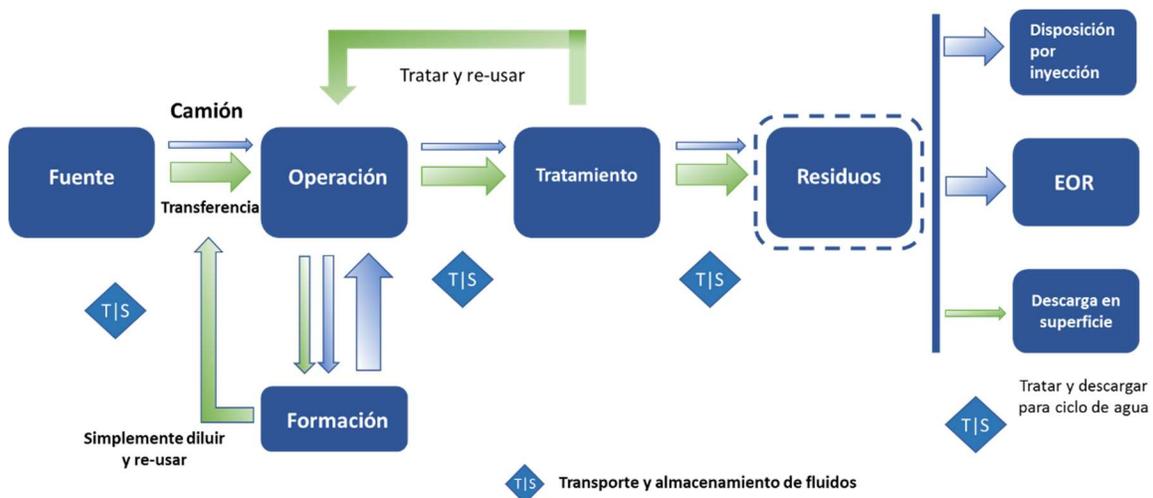
**Tabla 4: Gestión del agua por extensión productiva**

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%	<ul style="list-style-type: none"> <li>15% Retorno</li> <li>Camión</li> </ul>	Camión	Más bajo
Marcellus	Alta	Bajo – únicamente en Ohio (Normativa del estado de PA)	Máximo (90%)	Baja	Tubería 99%	<ul style="list-style-type: none"> <li>20% Retorno</li> <li>Camión</li> </ul>	Camión	Más alto
Permian	Baja en algunos lugares debido al clima árido	Alta	Bajo (2%)	Moderada Alta	<ul style="list-style-type: none"> <li>Tubería 90%</li> <li>Camión 10%</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>25% Retorno</li> <li>Camión</li> <li>Tubería</li> </ul>	Tubería	Medio
Barnett	Alta	Alta	Bajo	Muy alta	Tubería	<ul style="list-style-type: none"> <li>20% Retorno</li> <li>Camión</li> </ul>	Tubería	Alto
Bakken	Alta	Alta	Ninguno	Alta	Tubería	<ul style="list-style-type: none"> <li>20% Retorno</li> <li>Camión</li> </ul>	Camión	Medio Alto

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



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

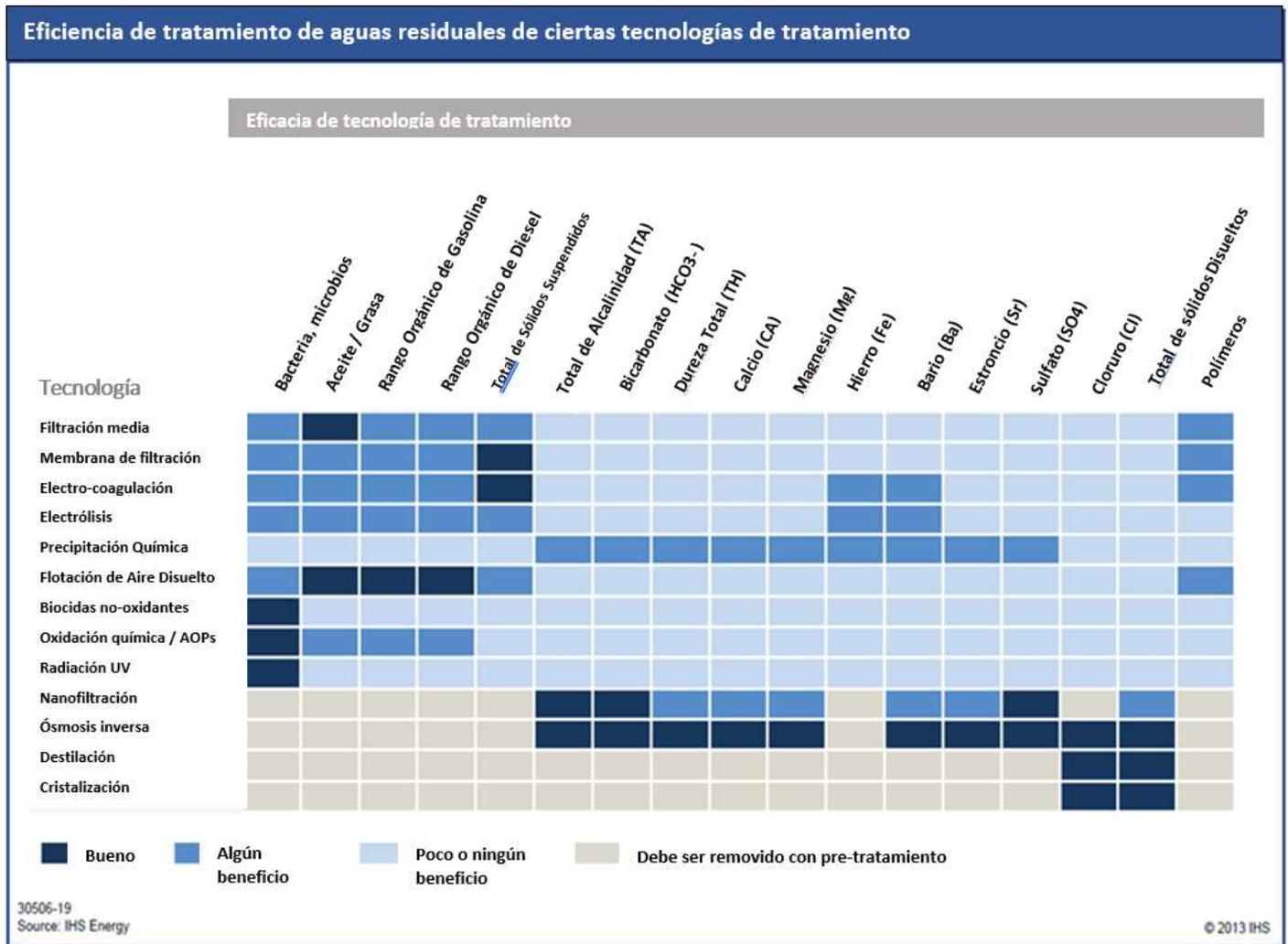


La selección de la tecnología o combinación de tecnologías correctas para el tratamiento del agua se debe hacer en función de las siguientes consideraciones:

- > ¿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.

## 2 Fase 2: Revisión de la legislación y/o marcos jurídicos, e incentivos para la adjudicación y el impacto social de al menos 5 casos de éxito

### 2.1 Análisis de las estructuras de gobernanza reguladora para el desarrollo en rocas generadoras.

El análisis de los marcos legales y regulatorios relacionados con el desarrollo de petróleo y gas en rocas generadoras (extensiones productivas de “shale”) es importante para comprender completamente su impacto en el atractivo de estos desarrollos. Las diversas jurisdicciones con disposiciones reglamentarias para recursos no convencionales, vigentes y propuestas han establecido prácticas de gobernanza que fomentan la inversión en el desarrollo de recursos no convencionales. Varias de estas jurisdicciones han modificado sus disposiciones reglamentarias petroleras vigentes para atraer y mantener el desarrollo de recursos no convencionales.

Deben existir varios factores para que las jurisdicciones sean atractivas para el desarrollo de recursos no convencionales. En primer lugar, la geología de la región debe ser adecuada para el desarrollo de recursos no convencionales a largo plazo. El yacimiento de gas y petróleo de “shale” o de formaciones compactas debe contar con recursos suficientemente grandes que respalden el desarrollo durante varios años, el yacimiento debe estar a una profundidad que permita actividades de perforación y terminación rentables, y tener la permeabilidad, fragilidad, porosidad, y estructura de falla apropiada.

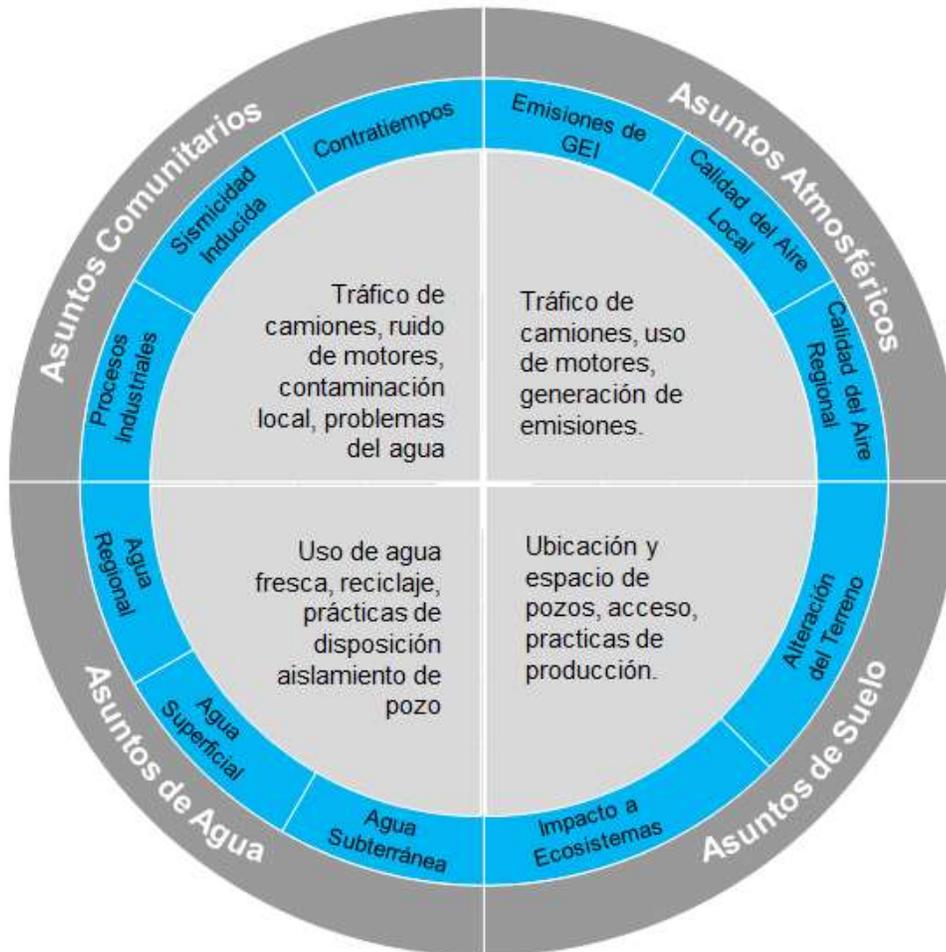
El desarrollo de recursos no convencionales difiere del desarrollo de recursos convencionales en que se deben perforar más pozos para explotar los recursos. Estos pozos también deben ser perforados en una sucesión bastante rápida debido a la fuerte disminución de la producción. Si bien estos pozos pueden producir durante muchos años, la mayoría de la producción tiene lugar en los primeros 12-24 meses. Para que un inversor pueda mantener un nivel constante de producción, la perforación continua debe llevarse a cabo dentro de una región. Aunque este nivel de perforación es expansivo, los operadores pueden lograr eficiencia utilizando plataformas para la perforación de pozos múltiples, equipos de perforación contratados y otros equipos de servicio durante largos períodos de tiempo, adquirir conocimiento de las propiedades del yacimiento y compartiendo la infraestructura entre pozos.

Para poder promover inversiones para el desarrollo de recursos no convencionales, los órganos reguladores deben ser eficientes en la aprobación de permisos, coordinar con las industrias relacionadas, garantizar al público la protección del medioambiente, comunicarse con regularidad y claridad con la comunidad y proteger los intereses de todas las partes interesadas de la región.

Los problemas que enfrentan los órganos reguladores son multifacéticos y se dividen principalmente en cuatro categorías:

- 1) Problemas atmosféricos
- 2) Problemas de tierras
- 3) Problemas relacionados con el agua y
- 4) Problemas con la comunidad

## Asuntos Multifacéticos de Gobernabilidad



El análisis incluirá una discusión de problemas a nivel global, regional y jurisdiccional para las jurisdicciones contempladas en este estudio.

### 2.1.1 Estructura regulatoria

La regulación del petróleo y el gas difiere en las distintas partes del mundo. Una jurisdicción puede consolidar el control sobre las actividades operacionales, de salud, seguridad y medioambientales asociadas con el petróleo y el gas en una entidad reguladora o exigir que las diferentes agencias coordinen los diversos procesos para la obtención de permisos bajo la dirección del órgano regulador del petróleo y gas.

La Comisión de Ferrocarriles de Texas es el órgano regulador de los asuntos relacionados con el petróleo y el gas en Texas y también se encarga de la protección de los recursos naturales durante la explotación. Las responsabilidades se extienden a las actividades relacionadas con el petróleo y el gas, como los pozos de eliminación de agua, la protección del agua subterránea, pero no incluyen el control del polvo, el tráfico, el ruido, los olores y los contaminantes del aire. La Comisión de Calidad Ambiental de Texas (TCEQ, por sus siglas en inglés) tiene competencia con respecto a los contaminantes y el olor del aire, en tanto que los municipios gestionan los demás asuntos. De manera similar, en Canadá, el Regulador de Energía de Alberta (AER) y la Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica (BCOGC) regulan la mayoría de las actividades relacionadas con el petróleo y el gas, pero consultan y coordinan con otras entidades gubernamentales cuando es necesario, como en el caso de las relaciones con las comunidades indígenas.

La Ley de Desarrollo Energético Responsable (REDA) de Alberta constituyó el ARE en 2013 y estableció su mandato, estructura, poderes, deberes y funciones sobre la energía y temas ambientales relacionados detallados en la Ley de Aguas y la Ley de Protección y Mejora del Medio Ambiente. La Ley de actividades de petróleo y gas de BC rige todas las actividades relacionadas con el petróleo y el gas. Las principales funciones de la Comisión incluyen revisar y evaluar las solicitudes para la actividad de la industria, consultar con las Primeras Naciones garantizando que la industria cumpla con la legislación provincial y coopere con los organismos asociados. El interés público está protegido mediante objetivos que garantizan la seguridad pública, protegen el medio ambiente, conservan los recursos petrolíferos y aseguran una participación equitativa en la producción.

En Pensilvania, las disposiciones reglamentarias de los asuntos ambientales y de petróleo y gas son gestionadas por el mismo órgano regulador, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania, que está facultado por varias leyes del petróleo y gas (ley del petróleo y gas, ley de coordinación de recursos y ley de conservación de petróleo y gas) y las leyes de protección ambiental que incluyen la ley de agua limpia, la ley de seguridad e invasiones de represas, la ley de gestión de residuos sólidos, la ley de planificación de recursos hídricos y la Ley del derecho a saber de la comunidad.

En el Reino Unido, las actividades en yacimientos no convencionales son reguladas por el Secretario de Estado, quien debe consultar y recibir aprobaciones de una variedad de otros organismos gubernamentales antes de aprobar un permiso de fracturación hidráulica. Los organismos de planificación minera deben consultar sobre asuntos de planificación local, el organismo ambiental debe ser consultado sobre cualquier problema que afecte el medio ambiente, y el Ejecutivo de Salud y Seguridad debe ser consultado sobre cualquier asunto relacionado con la salud y la seguridad.

El Departamento de Industria Primaria y Recursos del Territorio del Norte es el encargado de regular las actividades de exploración y producción. La ley del petróleo establece el marco de referencia para las actividades petrolíferas, aunque existen disposiciones reglamentarias individuales para el petróleo y el petróleo en materia del medio ambiente. Las disposiciones reglamentarias del petróleo en materia del medio ambiente recién se introdujeron en julio de 2016 e incluyen requisitos para considerar los principios de explotación ecológicamente sostenible y utilizar la norma de mitigación de riesgos al mínimo razonablemente viable (ALARP).<sup>1</sup> . Las disposiciones reglamentarias del petróleo (medio ambiente) se basaron en recomendaciones de estudios realizados en 2012-2016. Además de estas disposiciones reglamentarias, existe un "calendario" altamente prescriptivo y heredado para regular ciertas actividades, como el diseño y la construcción de pozos, pero actualmente no se puede hacer cumplir y es probable que se revise en el futuro en base a las recomendaciones de estos estudios y la actual Investigación científica del territorio sobre la fracturación hidráulica (Informe de investigación NT). Australia del Sur recientemente actualizó sus disposiciones reglamentarias para establecer el departamento de estado como la "ventanilla única" para las disposiciones reglamentarias sobre fracturación hidráulica. El organismo está encargado de coordinar con otros organismos reguladores, lo cual permite que los órganos reguladores hagan su trabajo en paralelo, y no en serie.

Jurisdicción	Órgano regulador de hidrocarburos	Órgano regulador ambiental	Otros órganos reguladores	Otras partes interesadas
<b>Texas</b>	Comisión de Ferrocarriles de Texas (independiente)	Comisión de Ferrocarriles de Texas (para asuntos ambientales relacionados con las operaciones de petróleo y gas)		

<sup>1</sup> Investigación científica sobre fracturación hidráulica en el Territorio del Norte, proyecto de informe final, diciembre 2017, <https://frackinginquiry.nt.gov.au/inquiry-reports/?a=465896> page 333

Jurisdicción	Órgano regulador de hidrocarburos	Órgano regulador ambiental	Otros órganos reguladores	Otras partes interesadas
		Comisión de Calidad Medioambiental de Texas (independiente, únicamente para emisiones atmosféricas)  Agencia de protección ambiental EEUU. (establece algunos estándares, aunque es el estado el que los hace cumplir)		
<b>Pensilvania</b>	Departamento de protección ambiental	Departamento de protección ambiental  Agencia de protección ambiental EE. UU. (establece algunos estándares, aunque es el estado el que los hace cumplir)		
<b>Reino Unido</b>	Autoridad de Petróleo y Gas	Agencia ambiental (consultativo)	Ejecutivo de Salud y Seguridad (consultativo, se centra en la gente)  Autoridad local de planeación minera (permiso)	Petróleo y Gas onshore del Reino Unido  Propietarios de tierras
<b>Columbia Británica</b>	Comisión de petróleo y gas de Columbia Británica	Comisión de petróleo y gas de Columbia Británica		Tratado y asociación tribal
<b>Alberta</b>	Órgano Regulador de Energía de Alberta	Órgano Regulador de Energía de Alberta Medio ambiente Alberta (abastecimiento de agua únicamente)	Oficina de consulta con los pueblos aborígenes (consultativa)	
<b>Territorio del Norte (TN)</b>	Departamento de Industria y Recursos del Sector Primario	Ministerio de medio ambiente  TN Autoridad de protección ambiental  Departamento de medio ambiente y energía	Ministro de Recursos (aprobaciones relacionadas con las operaciones)	
Fuente: IHS Markit				© 2018 IHS Markit

### 2.1.2 Análisis de las buenas practicas

El desarrollo de los recursos no convencionales de petróleo y gas, y especialmente la fracturación hidráulica, han llamado la atención de los órganos reguladores en los últimos años. Las técnicas utilizadas para el desarrollo de recursos no convencionales han hecho surgir recursos considerables que hace algún tiempo se consideraban imposibles de evaluar con el desarrollo de recursos convencionales de petróleo y gas. Si bien muchos elementos de los desarrollos de recursos son similares, existen algunas diferencias que incluyen la necesidad de desarrollar el campo, en forma continua y consistente en el tiempo, un mayor uso del agua, la necesidad de perforar más pozos y una mayor actividad operativa en la región.

Aunque muchos de los problemas regulatorios son similares a los de las operaciones convencionales de petróleo y gas, el desarrollo de recursos no convencionales puede agregar o aumentar el impacto de ciertas actividades. Los problemas ambientales relacionados con el desarrollo de recursos no convencionales generalmente están relacionados con el

aumento de las emisiones atmosféricas y los programas de gestión del agua. Los problemas de gestión del agua se extienden a lo largo del ciclo vital del desarrollo del recurso, haciendo necesarias grandes cantidades de agua durante los procesos de perforación y terminación y con los contaminantes que se encuentran en el agua producida durante la producción de petróleo y gas. Los problemas socioeconómicos incluyen el acceso a las tierras, el aumento de la sismicidad, la protección del ecosistema, las relaciones con la comunidad, las relaciones con las comunidades indígenas y problemas molestos como el ruido, los olores y las preocupaciones respecto al tráfico. Cada uno de estos elementos debe manejarse de manera que los impactos a corto, mediano y largo plazo a nivel local, se minimicen lo máximo posible.

En esta sección se tratarán diversos asuntos regulatorios relacionados con el desarrollo de recursos no convencionales, además, se explicarán diversas políticas aplicadas en las jurisdicciones seleccionadas, al igual que las buenas prácticas.

### 2.1.2.1 Fracturación hidráulica

El uso de la fracturación hidráulica conjuntamente con la perforación horizontal ha revolucionado la industria del petróleo y el gas en América del Norte al permitir que los operadores accedan al petróleo y al gas de rocas que antes se consideraban imposibles. La fracturación hidráulica se ha utilizado satisfactoriamente en operaciones de petróleo y gas con problemas limitados desde la década de 1940. El uso de la fracturación hidráulica en combinación con la perforación direccional u horizontal se introdujo en la década de 2000 y permitió que los operadores iniciaran producción a partir del “shale” u otros yacimientos compactos. Los gobiernos provinciales o estatales están a cargo de las disposiciones reglamentarias para la fracturación hidráulica en la mayoría de los países.

Varias jurisdicciones han prohibido o impuesto moratorias temporales para la fracturación hidráulica o desarrollo de recursos no convencionales. Las jurisdicciones utilizan las moratorias temporales para estudiar y evaluar los impactos de los desarrollos de recursos no convencionales y compararlos con los efectos económicos beneficiosos. Más recientemente, el Territorio del Norte (TN, por sus siglas en inglés) llevó a cabo un estudio científico independiente sobre la fracturación hidráulica.<sup>2</sup> Mientras se llevaba a cabo el estudio, TN impuso una moratoria de dos años para la fracturación hidráulica en el territorio. Un mes después de la publicación del informe final en marzo de 2018, el gobierno del Territorio del Norte dio por terminada la moratoria para la fracturación hidráulica.<sup>3</sup> El informe formuló 135 recomendaciones para ser aplicadas en el TN a fin de mitigar cualquier riesgo asociado con el desarrollo de recursos no convencionales. El gobierno anunció que adoptará todas las sugerencias al revisar las disposiciones reglamentarias correspondientes para los desarrollos de recursos no convencionales. Se planea lanzar un plan de aplicación para las recomendaciones en julio de 2018 y se espera que todas las disposiciones reglamentarias se apliquen para el año 2021 cuando inicie la fracturación hidráulica.

La Agencia de Protección Ambiental de EE. UU. (EPA) también llevó a cabo un estudio sobre el impacto de la fracturación hidráulica en el suministro de agua potable en 2009-2016.<sup>4</sup> El estudio fue concebido únicamente para recopilar información sobre el tema y ofrecer oportunidades para las aportaciones de las partes interesadas, y no para identificar opciones de políticas, recomendar mejores prácticas de gestión, proporcionar una lista completa de los impactos o evaluar situaciones específicas. El informe concluyó que la fracturación hidráulica puede afectar los recursos de agua potable en ciertas circunstancias y que estos impactos pueden variar en frecuencia y severidad dependiendo de factores locales o regionales. Identificó las lagunas e incertidumbres en los datos que limitan el análisis completo y

<sup>2</sup> Investigación científica sobre fracturación hidráulica en el Territorio del Norte. <https://frackinginquiry.nt.gov.au/>

<sup>3</sup> Rick Wilkinson, “Territorio del Norte levanta la prohibición de fracking” Diario de petróleo y gas, abril 17, 2018. [https://www.ojg.com/articles/2018/04/northern-territory-lifts-fracing-ban.html?cmpid=enl\\_ojg\\_ojg\\_ed\\_update\\_2018-04-19&pwid=ea99cf601145ce7c5a6a51bd63f832ccdb0bca2c6269d7043a7de999b3915ebd7b96442b60f7beb183a31647dca59ceaa13276c03ec62e70c9bab67581fd70e3&eid=401164961&bid=2074688](https://www.ojg.com/articles/2018/04/northern-territory-lifts-fracing-ban.html?cmpid=enl_ojg_ojg_ed_update_2018-04-19&pwid=ea99cf601145ce7c5a6a51bd63f832ccdb0bca2c6269d7043a7de999b3915ebd7b96442b60f7beb183a31647dca59ceaa13276c03ec62e70c9bab67581fd70e3&eid=401164961&bid=2074688)

<sup>4</sup> U.S. Agencia de protección ambiental “Estudio de la EPA de fracturación hidráulica para petróleo y gas y su impacto potencial en los recursos de agua potable”. <https://www.epa.gov/hfstudy>

formuló recomendaciones para que los encargados de la toma de decisiones se centren en el corto plazo en limitar el daño a los recursos hídricos. El informe no hizo ninguna recomendación de políticas.

En los Estados Unidos, tres estados tienen prohibiciones de fracturación hidráulica: Maryland, Vermont y Nueva York. Vermont, que no tiene actividad de petróleo y gas, fue el primer estado en prohibir el fracking. Nueva York se encuentra en el extremo norte de Marcellus Shale y fue el primero que impuso una moratoria. Cuando se impuso la moratoria inicial de cuatro años en 2011, las actividades de concesión y algunas actividades de perforación estaban en sus primeras etapas. Después del estudio y una consulta pública significativa, la prohibición se hizo permanente en 2015. Gran parte de la oposición al fracking provino de celebridades y activistas ubicados en la ciudad de Nueva York, no en las áreas rurales donde se encuentra Marcellus Shale y se desea su desarrollo económico.

Maryland, que se encuentra en el extremo sur de Marcellus, donde hay actividad mínima, prohibió la fracturación hidráulica en 2017 después de una moratoria de dos años. La pequeña porción de la extensión productiva de Marcellus en Maryland no se considera comercialmente viable y ha tenido poco o ningún desarrollo. Varios municipios en California y Colorado también han prohibido el fracking. Nueva Jersey, Florida e Illinois han considerado prohibiciones en el pasado. De estos tres estados, solo Illinois tiene potencial de "shale".

En Canadá, Quebec y algunas de las provincias marítimas (Nova Scotia, New Brunswick y Newfoundland y Labrador) han impuesto prohibiciones para fracturación hidráulica. Cada jurisdicción realizó estudios antes de imponer las prohibiciones de manera permanente. En esta región, ha habido una exploración mínima de los recursos terrestres, por lo que existe un conocimiento limitado de la geología o la infraestructura necesaria para el desarrollo en sitio.

Francia, Alemania, Bulgaria y Escocia han prohibido permanentemente la fracturación hidráulica, principalmente debido a las inquietudes del público respecto a los daños potenciales al medio ambiente. Inglaterra impuso una moratoria en 2011 después de la perforación de algunos pozos de "shale" en Bowland Shale. Después de una pausa de un año, se establecieron nuevos requisitos para las autorizaciones y disposiciones reglamentarias centradas en la fracturación hidráulica y se eliminó la prohibición. Los Países Bajos impusieron una prohibición temporal del fracking en 2013, que parece ser permanente. La emisión de licencias exploratorias en Dinamarca y el interés exploratorio en Irlanda ha hecho que estas jurisdicciones consideren prohibiciones, aunque no se ha impuesto ninguna.

En otras partes del mundo, Uruguay y Sudáfrica también han impuesto prohibiciones para la técnica de fracturación hidráulica. Uruguay estableció una prohibición de cuatro años en diciembre de 2017. Sudáfrica tuvo una moratoria de abril de 2011 a septiembre de 2012 mientras realizaba un estudio de factibilidad e impacto ambiental. Actualmente, Sudáfrica permitirá la fracturación hidráulica con "supervisión estricta", pero no se han emitido licencias.

Las prohibiciones de fracking son populares en jurisdicciones donde hay oportunidades mínimas para el desarrollo de recursos no convencionales. Los órganos reguladores han utilizado satisfactoriamente la moratoria temporal para tener la oportunidad de estudiar y desarrollar opciones regulatorias y de esta forma mitigar cualquier problema potencial derivado del desarrollo de recursos no convencionales.

### **2.1.2.2 Emisiones atmosféricas**

EE. UU. fue la primera jurisdicción en establecer, como objetivo de la industria del petróleo y el gas, reducir específicamente las emisiones de metano. En 2016, la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (EPA) emitió una regla para la creación del programa de emisiones de metano. Este programa fue el primero de su género en monitorear y apuntalar las reducciones de las emisiones de metano específicamente a la industria de petróleo y gas en el proceso de exploración y producción. La regla estableció requisitos de monitoreo para pozos de petróleo y gas (2 veces/año), estaciones de compresión (4 veces/año) y exigió que todos los operadores existentes realizaran una encuesta de detección de fugas en el plazo de un año. La regla también introdujo gradualmente el requisito de que los operadores utilicen "terminaciones ecológicas" cuando perforan pozos no convencionales. Las terminaciones ecológicas específicamente reducen y capturan las emisiones de metano de los pozos durante el proceso de perforación y terminación. Esta regla fue anulada en 2017 antes de la aplicación debido al cambio en la administración presidencial de los Estados Unidos.

Pensilvania tiene un programa estricto de detección y reparación de fugas para sitios de pozo y proyectos de transmisión de gas. Se exigen inspecciones audibles, visuales y de detección de olores mensualmente. De igual forma se exigen

inspecciones trimestrales de las cámaras infrarrojas y que cualquier fuga detectada se repare dentro de los 15 días posteriores a la detección. Además se exigen inspecciones completas de la plataforma del pozo anualmente. De igual forma, los proyectos de transmisión de gas tienen requisitos de detección y reparación de fugas como condiciones para obtener el permiso.<sup>5</sup>

Queensland ha adoptado un código de prácticas para la gestión, detección y notificación de fugas en instalaciones de producción de petróleo. El código exige una evaluación de riesgos por parte de todos los operadores seguida de una gestión de riesgos o esfuerzos de mitigación basados en el estándar "tan bajo como sea razonablemente posible" (ALARP).<sup>6</sup> El informe de investigación del Territorio del Norte formuló recomendaciones que incluían establecer valores de referencia de las emisiones de metano durante al menos seis meses previo al inicio de las operaciones, elaborar un código de prácticas para monitorear, detectar y reportar emisiones, suministrar al público toda información recopilada sobre emisiones de metano, reducir las emisiones fugitivas, desarrollar un programa sólido para identificar y mitigar rápidamente cualquier fuga, y un mandato a los gobiernos de TN y Australia para no incrementar los gases de efecto invernadero desarrollando recursos terrestres de gas de "shale".<sup>7</sup> También se sugiere que cualquier programa de monitoreo de referencia o continuo sea financiado por la industria del petróleo y el gas.

El Reino Unido no tiene requisitos para el monitoreo de las emisiones fugitivas específicamente de los sitios de petróleo y gas. La Autoridad de Petróleo y Gas requiere que los operadores sigan quemando y ventilando al mínimo. En un estudio de 2013, la Agencia Medioambiental Británica (EA) formuló recomendaciones sobre el monitoreo y la cuantificación de las emisiones fugitivas de la producción de gas de "shale". EA propuso el siguiente marco:

- Evaluación inicial
- Caracterización de los factores operativos del sitio, los factores ambientales y selección del método de monitoreo
- Identificación y aplicación de métodos de monitoreo apropiados (ambiental y de seguridad)
- Revisión del rendimiento del sitio y modificación según sea necesario.

#### 2.1.2.2.1 Programas voluntarios

Los EE.UU. y Australia tienen un control voluntario de las emisiones de metano o gases de efecto invernadero. El programa de la EPA sobre el Reto del Metano de EE.UU. tiene como objetivo proporcionar informes transparentes sobre los programas de reducción de metano y reconocer públicamente a las empresas que participan. Tiene dos opciones distintas que las empresas pueden elegir para participar. La *Opción de Mejores Prácticas de Gestión* exige que las mejores prácticas de gestión para las emisiones de metano se apliquen en todas las operaciones en un plazo de cinco a diez años. La opción *UNO de emisiones futuras* requiere que una compañía reduzca sus emisiones de segmento calculadas en un 1% de la producción de petróleo y gas para el año 2025.<sup>8</sup>

Australia ha adoptado un fondo de reducción de emisiones, que se aplica a todas las industrias. Este fondo ofrece incentivos para que las empresas reduzcan las emisiones de carbono al proporcionar unidades de crédito de carbono

<sup>5</sup> Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania, "Cómo está regularizando Pensilvania el metano en la industria de gas y petróleo," <http://files.dep.state.pa.us/Air/AirQuality/AQPortalFiles/Permits/gp/MethaneRegulations.pdf>

<sup>6</sup> Gobierno de Queensland, "Código de prácticas para la gestión de fugas, detección en informe en las instalaciones de producción de petróleo" Versión 3 (Septiembre 2017).

<sup>7</sup> Informe de consulta del Territorio Norte, recomendaciones gubernamentales, página 15

<sup>8</sup> Agencia de protección ambiental de EE.UU., programa de gas natural STAR: "Programa sobre el reto del metano" <https://www.epa.gov/natural-gas-star-program/methane-challenge-program>

para la reducción de emisiones que luego pueden venderse al gobierno o en el mercado secundario. Desde 2012-2014, Australia ha tenido un esquema de fijación de precios de carbono que fue derogado más tarde.

#### **2.1.2.2 Estudios de emisiones atmosféricas en recursos no convencionales**

Texas y Pensilvania emprendieron estudios de las emisiones atmosféricas resultantes de las actividades de desarrollo de “shale”. Estos estudios concluyeron que el desarrollo de recursos solo tuvo impactos a corto plazo, principalmente aumentos en los niveles de compuestos orgánicos volátiles (COV) a corto plazo. Los estudios utilizaron dispositivos de monitoreo móviles y estacionarios cerca de sitios de pozos, plantas de procesamiento y estaciones de compresión. El estudio inicial de Texas tuvo lugar en Barnett Shale en 2009 con un estudio posterior en Eagle Ford Shale. La TCEQ también ha establecido un equipo Barnett Shale para investigar los problemas y responder a los comentarios del público sobre los sitios Barnett Shale. Pensilvania comenzó a monitorear las emisiones en 2011 en la extensión productiva Marcellus y ha ampliado el monitoreo con los resultados publicados anualmente en el sitio web del Departamento de Protección Ambiental (DEP).<sup>9</sup>

Australia tiene establecidos varios programas de monitoreo de emisiones. El Inventario Nacional de Contaminación (National Pollution Inventory, NPI) recopila datos de emisiones de fuentes industriales. En los sitios de petróleo y gas, las fuentes de emisiones identificadas son la combustión de combustible, las emisiones fugitivas de las operaciones y las emisiones de polvo. La Organización de Investigación Científica e Industrial de la Mancomunidad (CSIRO) ha realizado investigaciones específicas para las emisiones fugitivas de las operaciones de petróleo y gas en Queensland, Nueva Gales del Sur y Australia Occidental, aunque este estudio se centra en las emisiones de metano de yacimiento de carbón.

El Proyecto de monitoreo de la calidad del aire del noreste de Columbia Británica controla la calidad del aire a través de ocho estaciones de monitoreo, así como a través de un laboratorio de monitoreo móvil. El laboratorio móvil puede desplazarse fácilmente para estudiar la calidad del aire de la comunidad donde no haya una estación de monitoreo, especialmente después de una queja.<sup>10</sup>

#### **2.1.2.3 Problemas en relación con el agua**

El desarrollo de recursos no convencionales no solo usa grandes cantidades de agua, sino que también tienen el desafío de gestionar y procesar grandes volúmenes de agua producida y agua de reflujo. El agua producida junto con el petróleo y el gas puede contener contaminantes que deben eliminarse antes de su desecho. Los órganos reguladores deben evaluar la protección del agua subterránea mediante el diseño de pozos, abastecimiento de agua, almacenamiento y transporte de agua, eliminación de agua y el uso de aditivos químicos en el proceso de perforación y terminación. Los órganos reguladores en las jurisdicciones estudiadas gestionan el aprovechamiento del agua por parte de los operadores, ya sea en combinación con autorizaciones ambientales o individualmente por uso o problema específico. Los planes de gestión de agua o aguas residuales pueden ser un elemento exigido para la solicitud de perforación de un pozo.

##### **2.1.2.3.1 Protección de la fuente de agua subterránea**

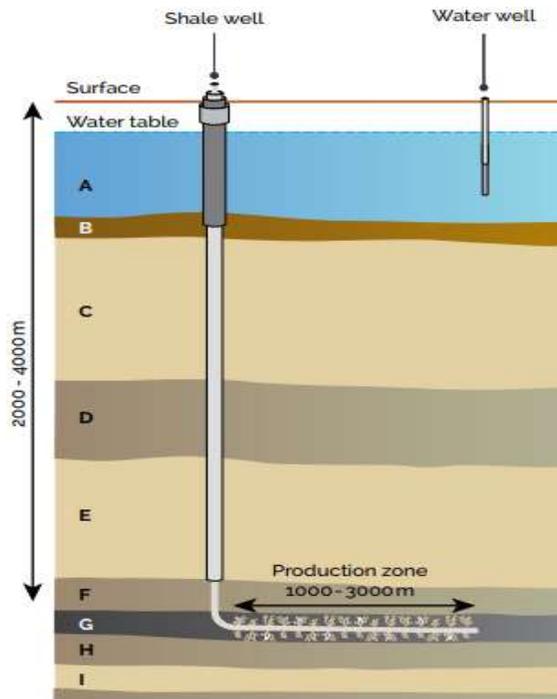
Las formaciones de “shale” están ubicadas al menos a 1000 m por debajo de la superficie, muy por debajo de las reservas de agua potable. La opinión pública se ha preocupado por la posibilidad de contaminación potencial de las reservas de agua subterránea debido al fracking, eliminación u operaciones generales. La contaminación puede surgir

<sup>9</sup> Departamento de protección del medio ambiente de Pensilvania, “Inventario de emisión de gas no convencional” <http://www.dep.pa.gov/business/air/baq/businessstocps/emission/pages/marcellus-inventory.aspx>

<sup>10</sup> Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica. “Calidad del aire” <https://www.bcogc.ca/public-zone/air-quality>

por fugas de líquidos de fracturamiento y perforación desde la superficie, durante la perforación o fracturación, falla del pozo o interferencia de pozos cercanos. Sin embargo, existen tecnologías que pueden controlar el impacto del fracking limitándolo a la formación deseada y evitar fugas.

La figura a continuación muestra un ejemplo de un pozo típico de "shale" y un pozo de agua, ya que se relacionan con toda la subsuperficie.<sup>11</sup> Como se puede ver, la zona de producción es mucho más baja que cualquier pozo de agua y el nivel freático y el pozo tienen una estructura de revestimiento significativa en la zona para evitar la contaminación del agua.



Al principio del desarrollo de Marcellus, hubo muchas quejas de residentes cercanos sobre el daño a los pozos de agua, incluida la contaminación por metano. Aunque finalmente se estableció que los problemas de contaminación se habían debido al revestimiento inadecuado o el taponamiento inadecuado de los pozos y no a un daño por fracturamiento hidráulico, los medios y el público lo usaron como catalizador para protestar contra el desarrollo de recursos no convencionales.<sup>12</sup>

### 2.1.2.3.2 Protección del agua

La mayoría de las jurisdicciones exigen licencias o autorizaciones de aguas como parte del permiso para pozos de petróleo y gas. La Comisión de Ferrocarriles de Texas exige que todos los pozos de petróleo y gas obtengan una Resolución de Protección del Agua Subterránea, la cual puede cubrir múltiples pozos en un área y garantizar que la

<sup>11</sup> Borrador del informe final del Territorio Norte, p. 49.

<sup>12</sup> Radio publico nacional "Antorchas de agua de grifo: Cómo las fallas en perforación de gas puede conducir a migración de metano". <https://stateimpact.npr.org/pennsylvania/tag/methane-migration/>

profundidad de todo pozo perforado esté por debajo del nivel freático. Para áreas específicas con profundidades consistentes de protección de aguas subterráneas, la Comisión de Ferrocarriles ha simplificado el proceso de aprobación.<sup>13</sup> Pensilvania exige que se elabore un plan detallado de gestión del agua como parte del proceso de permisos para recursos no convencionales. El plan debe identificar las fuentes de agua, aprovechamiento, planes de eliminación, impacto medioambiental local, planes de monitoreo y cualquier esfuerzo de mitigación necesario para proteger las reservas de agua. Pensilvania también exige distancias mínimas entre pozo y el abastecimiento público de agua de 1000 pies.

Argentina y el Territorio del Norte no tienen requisitos específicos para la protección del agua en este momento, pero incluyen la protección del agua en las evaluaciones del riesgo ambiental. Recientemente, Argentina revisó sus requisitos para las licencias ambientales y fortaleció sus requisitos de protección del agua, pero estas revisiones no fueron específicas para los revestimientos de los pozos. En el Territorio del Norte, se exige una evaluación del riesgo ambiental que debe incluir la protección del agua subterránea. El gobierno del TN tiene planes para aplicar un sistema de gestión de integridad de pozo para todo pozo de acuerdo con los estándares internacionales.<sup>14</sup> Igualmente tiene planes para establecer programas de monitoreo de pozos y aguas subterráneas, restricciones de distancia mínima de los pozos de agua y establecer una base de referencia antes de la perforación para limitar cualquier daño ocasionado por pozos con fugas.<sup>15</sup>

Columbia Británica y Alberta requieren evaluaciones de impacto ambiental exhaustivas como parte del proceso de obtención de permisos. El Reino Unido requiere una consulta con la Agencia de Medio Ambiente para los permisos ambientales, el Ejecutivo de Salud y Seguridad para los requisitos de integridad del pozo, y los organismos locales de planificación como parte del proceso de autorización para la fracturación hidráulica. El Reino Unido limita la fracturación hidráulica a menos de 1200m en áreas específicas de agua subterránea, parques nacionales, áreas de belleza excepcional natural y sitios del patrimonio mundial.

Las jurisdicciones generalmente exigen que el revestimiento de un pozo se cimente a un punto por debajo de los niveles de agua potable.<sup>16</sup> Texas requiere que el entubado del pozo se haga al menos 25 pies por debajo de la base del agua utilizable de calidad. En Canadá, Alberta exige que todos los pozos no salinos estén cubiertos y aislados con cemento desde la superficie hasta la base de protección del agua subterránea, que es la profundidad estimada donde es probable que surja el agua subterránea salina.<sup>17</sup> Columbia Británica estipula que todos los pozos deben ser cementados por debajo de la base de todas las aguas subterráneas utilizables o a una profundidad mínima de 600 m. El Reino Unido limita la fracturación hidráulica en ciertas áreas de fuentes de aguas subterráneas protegidas identificadas.

En Pensilvania los operadores deben llevar a cabo pruebas de pozos de agua en el área circundante a los lugares en que podrían perforarse pozos y presentar los datos al propietario y al órgano regulador. Si las pruebas no se realizan y los datos no se proporcionan al estado, se presume que el operador podría ser fuente de cualquier supuesta contaminación de agua. Del mismo modo, los propietarios deben permitir el acceso para pruebas de pozos de agua o

---

<sup>13</sup> Comisión de Ferrocarriles de Texas, "Resolución para la Protección de Aguas Subterráneas del área del norte de Texas," <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/applications-and-permits/groundwater-advisory-unit/north-central-texas-area-groundwater-protection-determination/>

<sup>14</sup> Gobierno de TN, "Fracturación hidráulica en el Territorio del Norte: "Respuesta del gobierno a recomendaciones del Informe final" Marzo 2018, página 2. [https://hydraulicfracturing.nt.gov.au/\\_data/assets/pdf\\_file/0005/497426/Government-responses-to-Recommendations.pdf](https://hydraulicfracturing.nt.gov.au/_data/assets/pdf_file/0005/497426/Government-responses-to-Recommendations.pdf)

<sup>15</sup> *Ibidem*, páginas 8-9.

<sup>16</sup> Comisión de Ferrocarriles de Texas, "Cómo RRC protege las aguas subterráneas," [http://www.rrc.texas.gov/media/32742/how\\_rrc\\_protects\\_groundwater.pdf](http://www.rrc.texas.gov/media/32742/how_rrc_protects_groundwater.pdf)

<sup>17</sup> Regulador de energía de Alberta, "ST55-2007: La base de protección de aguas subterráneas de Alberta (BGWP) Información" Abril 19, 2007. <https://www.aer.ca/documents/bulletins/Bulletin-2007-10.pdf>

se verán limitados para recibir resarcimiento por una posible contaminación<sup>18</sup> Al igual que en Pensilvania, el Reino Unido busca evitar el daño a los pozos de agua existentes en las proximidades de pozos no convencionales. Los operadores deben realizar monitoreo de aguas subterráneas durante 12 meses antes de la fracturación hidráulica como condición para la autorización de fracturamiento hidráulico.<sup>19</sup>

### 2.1.2.3.3 Abastecimiento de agua

Los pozos no convencionales usan una cantidad significativa de agua durante la perforación y el proceso de terminación. Las fuentes para el agua usada en fracturación hidráulica pueden ser:

- Agua subterránea (pozos) - salobre o no salina
- Aguas superficiales (arroyos, ríos, lagos)
- Agua de reflujo reciclada
- Aguas residuales municipales o industriales (tratadas)

Aunque se utiliza una cantidad considerable de agua por pozo en el caso de desarrollo de recursos no convencionales, es mucho menor que el uso regional general de agua. En 2016, Alberta asignó el 10% de su agua a la industria del petróleo y el gas.<sup>20</sup> Del 10% asignado, solo se utilizó el 22% de esta asignación y solo el 6,6% de esa cantidad se utilizó para la fracturación hidráulica. De manera similar, un estudio de la EPA de EE.UU. reveló que para 2010, menos del 1% del uso total de agua reportado en condados con operaciones no convencionales se utilizó en la fracturación hidráulica.<sup>21</sup> Si bien el uso de agua de la industria es significativamente menor que el de la agricultura u otros usos industriales, los niveles de agua pueden verse afectados en tiempos de sequía o de alta actividad. Por ejemplo, en 2011, las extracciones de agua mayores a lo esperado para la fracturación hidráulica junto con una sequía contribuyeron a que algunos pozos de agua que cubren la zona de Haynesville Shale en Luisiana se quedaran sin agua.<sup>22</sup> Esta área no se considera árida en condiciones normales. Texas y Alberta fomentan el uso de fuentes de agua salobre o salina en operaciones de petróleo y gas donde siempre que sea posible para fomentar la protección de aguas subterráneas de mayor calidad.

Pensilvania cuenta con las disposiciones reglamentarias más completas para el agua utilizada en actividades no convencionales. Exige que toda solicitud de permiso de pozo presentada al DEP incluya un plan de gestión del agua (WMP). El WMP debe demostrar que la extracción y el uso de agua para el pozo de gas no convencional no causan daño o contamine las reservas de agua locales. El WMP identifica las fuentes de agua que se utilizarán y prevé esfuerzos de mitigación con el fin de proteger los recursos hídricos del estado. Se requiere un plan detallado de monitoreo del uso y suministro del agua, así como una evaluación de impacto ambiental que incluya un análisis de bajo flujo y la evaluación de cualquier daño al ecosistema local. Todas las fuentes de agua (suelo, superficie, compra) deben registrarse con informes periódicos al DEP

Texas, Alberta y Columbia Británica le asignan al órgano regulador de petróleo y gas la responsabilidad de los permisos para el uso del agua en las operaciones de petróleo y gas. La Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica puede emitir permisos de agua a corto plazo relacionados con las operaciones de petróleo y gas para aguas subterráneas o superficiales. Siempre se requiere notificación pública y darle al público la posibilidad de formular observaciones si el

<sup>18</sup> 25 PA Código §78a.52.

<sup>19</sup> Departamento de Negocios, Energía y Estrategia Industria del Reino Unido. "Guía sobre la autorización de fracturación hidráulica", [https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/591631/Hydraulic\\_Fracturing\\_Consent\\_Guidance.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/591631/Hydraulic_Fracturing_Consent_Guidance.pdf)

<sup>20</sup> Regulador de Energía de Alberta "Rendimiento del uso del agua" <http://www.aer.ca/data-and-publications/water-use-performance>

<sup>21</sup> U.S. EPA, "Fracturación hidráulica de petróleo y gas, EPA, EEUU : "Impactos del ciclo de fracturación hidráulica del agua potable en los EEUU," EPA-600-R-16-236ES, Diciembre 2016 [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/hfdwa\\_executive\\_summary.pdf](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-12/documents/hfdwa_executive_summary.pdf), p.14

<sup>22</sup> Informe EPA página 13

uso de agua es superior a 500 m<sup>3</sup> por día y desde una estructura natural o si el recurso en desarrollo está ubicado en un área sensible o protegida. En tiempos de sequía, la comisión puede suspender el uso del agua para la industria. Se requieren licencias de agua cuando el uso excede los 2 años. Estos tienen un plazo de 5 a 20 años y pueden cubrir el uso necesario de agua durante varios años en un área en concesión.<sup>23</sup> Las licencias exigen la consulta con las propiedades vecinas para garantizar que el uso del agua no se vea obstaculizado por el desarrollo del recurso.<sup>24</sup> Cuando se solicite una licencia de agua o autorización de uso a corto plazo, el objetivo, las cantidades y la fuente de agua deben estar claramente delineados en todo plan de construcción.<sup>25</sup> La extracción de agua debe reportarse trimestralmente a la Comisión.<sup>26</sup>

Como parte de la autorización del petróleo y gas para perforar, el Reino Unido exige la autorización para la investigación de aguas subterráneas si se van a utilizar más de 20 m<sup>3</sup> por día en el proceso de producción. Se requiere una licencia de extracción de agua si el operador planea extraer agua para uso propio en vez de comprarla a una empresa de servicios públicos. Las compañías de agua deben elaborar, y luego actualizar cada 5 años, un plan a largo plazo con reservas de contingencia en caso de una sequía. Las compañías de agua deben evaluar la cantidad de agua disponible antes de proporcionarla a los operadores.<sup>27</sup>

Australia requiere planes de asignación de agua a nivel regional. Estos se desarrollan mediante consulta pública y se revisan periódicamente. Por ejemplo, Australia del Sur revisa estos planes cada diez años y asigna una cierta cantidad para el uso de la industria del petróleo y el gas. Actualmente, el Territorio del Norte exime las operaciones de petróleo y gas de las licencias de extracción de agua, a menos que haya un impacto ambiental adverso, lo que exigiría un plan de gestión ambiental.<sup>28</sup> La determinación de un impacto ambiental adverso no está clara, ya que no se ha tomado una determinación con respecto a la fracturación hidráulica en virtud de las disposiciones reglamentarias revisadas recientemente. La minería de carbón y el desarrollo de recursos de metano de carbón requieren la aprobación del Ministro de Medio Ambiente de la Mancomunidad porque el desarrollo del recurso tendrá, o probablemente tendrá, un impacto significativo en un recurso hídrico. El reciente proyecto de Informe de Investigación de Fracturación Hidráulica de TN recomienda ampliar este "desencadenante de agua" a los desarrollos de recursos de gas de "shale".<sup>29</sup> Además, el gobierno de TN planea establecer requisitos para limitar el uso de aguas superficiales en desarrollos de recursos de "shale" en tierra, exigir licencias de extracción de agua para actividades no convencionales y establecer un cargo para el agua de todas las actividades de gas de "shale" en tierra. Antes de la aplicación del cargo, se requiere un estudio adicional sobre el impacto del mismo, pero debe determinarse a más tardar en julio de 2018.<sup>30</sup> Debido a la naturaleza árida alrededor de la cuenca Beetaloo, se requerirán estudios adicionales para establecer los niveles de acuíferos de referencia y se tomarán medidas para proteger la reserva local de agua, incluido el monitoreo continuo de los niveles de agua a expensas de las empresas, limitaciones a pozos ubicados cerca de pozos de agua existentes (dentro de un

---

<sup>23</sup> Comisión de Gas y Petróleo de B.C., B.C. "Manual de aplicación de licencia de agua " versión 17, Enero 2018, <https://www.bcogc.ca/node/11009/download> page 8-9

<sup>24</sup> *Ibid.*, página 16

<sup>25</sup> Comisión de Petróleo y Gas de B.C., "Guía de información del propietario para las actividades de petróleo y gas en British Columbia" <https://www.bcogc.ca/node/11032/download>, pagina 14

<sup>26</sup> *Ibid.*

<sup>27</sup> Departamento de Energía y Cambio Climático del Reino Unido, "Fracturamiento de shale Reino Unido" febrero 2014, [https://www.northyorks.gov.uk/sites/default/files/fileroot/About%20the%20council/Partnerships/Fracking\\_UK\\_shale - water %28Feb\\_2014%29.pdf](https://www.northyorks.gov.uk/sites/default/files/fileroot/About%20the%20council/Partnerships/Fracking_UK_shale_-_water_%28Feb_2014%29.pdf), p6.

<sup>28</sup> Investigación de fracturación hidráulica del Territorio del Norte, borrador del informe final, pagina 106.

<sup>29</sup> *Ibid.*

<sup>30</sup> Informe de investigación, recomendaciones gubernamentales, Territorio del Norte. p 4-5.

radio de 1 km), y el establecimiento de requisitos de mitigación si surgen los problemas.<sup>31</sup> Debido a que la cuenca Beetaloo se encuentra en una zona árida y las fuentes de agua superficiales a menudo son estacionales, es muy poco probable que las fuentes de agua superficial se usen en el desarrollo de recursos no convencionales.

Conforme a la ley de Neuquén, como parte del proceso de licenciamiento ambiental, el Informe Ambiental debe detallar el tipo y la calidad de todos los recursos naturales, como el agua que se utilizarán en el proyecto. Para proyectos de recursos no convencionales, se requiere una autorización para el uso de agua y aguas residuales emitida por la Subsecretaría de Recursos Hídricos como parte del Informe Ambiental en el proyecto de licenciamiento ambiental.

Pensilvania solicitó detalles sobre la procedencia del agua en su plan de gestión del agua, incluidos los planes de monitoreo y de la procedencia específica. Antes de la aprobación, se requiere un análisis de bajo flujo con un estudio para mostrar el impacto de las extracciones esperadas de las fuentes de agua subterránea y superficial.

#### **2.1.2.3.4 Re-uso y reciclado**

La reutilización y el reciclado del reflujo y el agua producida son cada vez más posibles. Es atractivo en áreas áridas o en regiones donde las opciones de eliminación de agua son limitadas. Pensilvania, por ejemplo, debe transportar agua fuera del estado para su eliminación debido a condiciones geológicas desfavorables para la inyección. Un estudio de la EPA reveló que el 90% del agua producida en la cuenca del río Susquehanna en el Marcellus se reutilizó en fracturamiento hidráulico en vez de eliminarla fuera del sitio. Reciclar el agua en esta instancia reduce los costos del proyecto.

En Pensilvania, se recomienda la reutilización del agua siempre que cumpla con los requisitos legales.<sup>32</sup> Los operadores deben desarrollar una estrategia de reutilización de agua como parte del plan de gestión del agua que se actualiza anualmente. La estrategia debe incluir detalles sobre el reflujo y el fluido de producción, las opciones de reducción de la fuente de aguas residuales y los fundamentos de la opción elegida, y la cuantificación del reflujo y fluidos de producción de cada pozo.<sup>33</sup> En 2014, más del 75% de todos los fluidos de perforación, agua de reflujo y agua producida fueron reutilizados directamente o reciclados para su reutilización.<sup>34</sup> Si las aguas residuales se transfieren a otro sitio para su reutilización, se consideran desechos y requieren un permiso para el transporte.<sup>35</sup>

En 2013, el RRC actualizó sus reglas para fomentar el reciclaje de agua de fracking en Texas, pero los operadores citan los gastos como una razón para no reciclar. Texas no exige un permiso de reciclaje si los operadores están reciclando fluido en sus propias concesiones o transfiriendo sus fluidos a la concesión de otro operador para su reciclaje. Los permisos para el proyecto de reciclaje de agua pueden otorgarse en todo el estado o para un proyecto específico y pueden incluir la eliminación en los sistemas de aguas residuales municipales después del tratamiento.<sup>36</sup> Actualmente, hay diez permisos activos de reciclaje. La Comisión espera que al eliminar los obstáculos regulatorios, estas enmiendas

<sup>31</sup> Informe de investigación, recomendaciones gubernamentales, Territorio del Norte, p. 6-7.

<sup>32</sup> 25 PA Code §95.10(b)

<sup>33</sup> 25 PA Code §95.10(b)

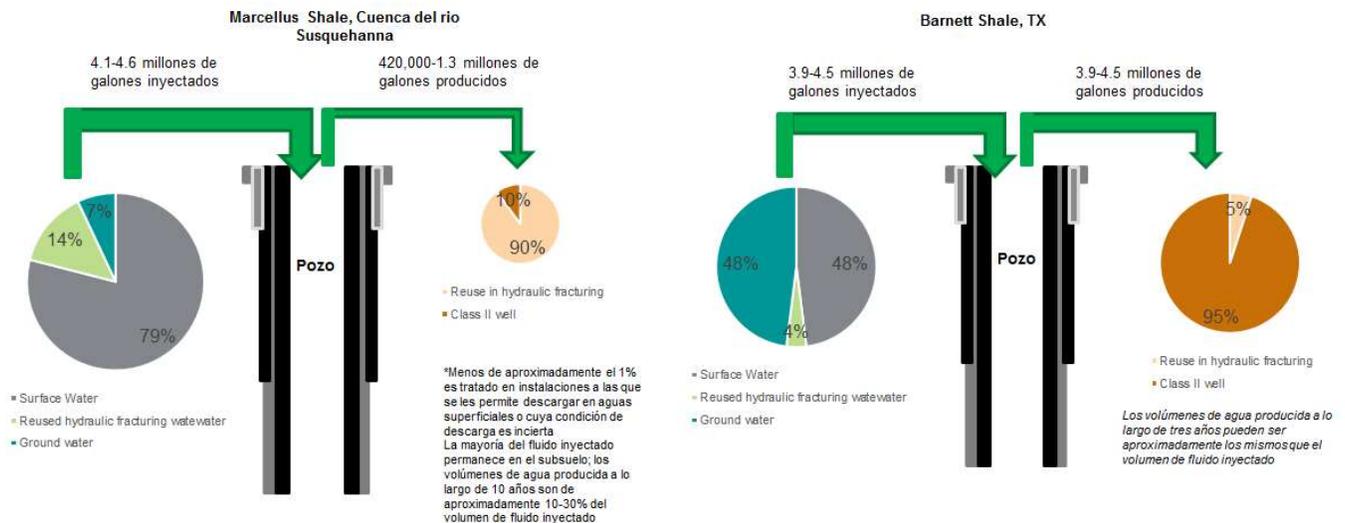
<sup>34</sup> Michael Texter, Departamento de Protección Ambiental de la oficina de manejo de derechos de Pensilvania "Reciclaje de agua /desechos de petróleo y gas" Enero 15, 2015, [http://www.dep.state.pa.us/dep/subject/advcoun/solidwst/2015/1-15-15/Water\\_Recycling\\_and\\_Oil\\_and\\_Gas\\_Waste.pdf](http://www.dep.state.pa.us/dep/subject/advcoun/solidwst/2015/1-15-15/Water_Recycling_and_Oil_and_Gas_Waste.pdf)

<sup>35</sup> Ibid.

<sup>36</sup> Comisión de Ferrocarril de Texas, "Uso del agua relacionado a las actividades de petróleo y gas" <http://www.rrc.state.tx.us/about-us/resource-center/faqs/oil-gas-faqs/faq-water-use-in-association-with-oil-and-gas-activities/>

a las reglas ayuden a fomentar los esfuerzos de reciclaje de los operadores de petróleo y gas que continúan examinando formas de reducir el uso de agua dulce cuando se fracturan hidráulicamente pozos.

La figura a continuación muestra el agua utilizada y reciclada en dos condados de los EE. UU.<sup>37</sup>



En Canadá, se recomienda la reutilización y el reciclado de agua de reflujo, pero no es obligatorio. En Alberta, el reciclado de agua es muy común para la recuperación mejorada de petróleo (93%), la explotación de arenas petrolíferas en el sitio (86%) y en las operaciones mineras de arenas petrolíferas (78%). Solo el 6% del agua utilizada en la fracturación hidráulica se recicla<sup>38</sup> El reciclaje es menos común para la fracturación hidráulica, ya que el agua solo se usa una vez para un solo pozo, por lo que la empresa debe almacenar y transportar el agua a otro sitio, lo que aumenta los costos. Además, esta agua se clasifica como residuos de yacimientos petrolíferos, y por lo tanto, el transporte y el almacenamiento son más difíciles. Columbia Británica fomenta el reciclaje, pero solo exige permisos cuando se usa agua de acumulación natural en lugar de agua almacenada. No hay ninguna disposición reglamentaria específica sobre reciclaje.

### 2.1.2.3.5 Transporte y almacenamiento de agua

El agua generalmente debe ser llevada al sitio del pozo en camiones o por redes de tuberías. Normalmente, el agua se almacena en hoyos revestidos o en tanques de acero una vez que se encuentra en el sitio del pozo. Los pozos deben ser impermeables debido al tipo de suelo o tener un revestimiento instalado para proteger la contaminación del agua subterránea. Las barreras y áreas de captación secundarias deben estar instaladas para proteger contra la escorrentía causada por el desbordamiento o las condiciones climáticas adversas.

Argentina no permite el uso de aguas subterráneas en las operaciones de petróleo y gas, por lo tanto, el agua debe ser transportada en camiones al sitio desde el río Neuquén. Todo pozo perforado requiere aproximadamente 600 camiones.<sup>39</sup> YPF, el gobierno de Neuquén y los socios privados, la constructora Sima Ingeniería, están buscando

<sup>37</sup> Informe EPA página 14.

<sup>38</sup> AER Informe de rendimiento en uso del agua

<sup>39</sup> Victoria Terzaghi, "Vaca Muerta tendrá red de agua propia para el fracking," Rio Negro, Nov. 16, 2017. <http://www.rionegro.com.ar/energia/vaca-muerta-tendra-red-de-agua-propia-para-el-fracking-MH3922529>

activamente inversionistas para crear una sociedad pública- privada orientada a la construcción de redes de tuberías para transportar el agua desde el río Neuquén directamente a los pozos.<sup>40</sup> . Las redes de tuberías reducirán los costos a largo plazo y limitarán los problemas con el tráfico, el ruido u otras interrupciones en la comunidad.

Columbia Británica prohíbe las instalaciones de almacenamiento de agua 1) a una distancia mínima de 200 m de un pozo de suministro de agua o zona de captura de agua subterránea, pero excluye los pozos permitidos para el uso de petróleo y gas y 2) encima de un acuífero identificado o zonas de recarga.<sup>41</sup> Los estanques de contención, los sistemas de almacenamiento amurallados en superficie y los tanques de almacenamiento se deben monitorear, ubicar y diseñar periódicamente para limitar las fugas y reducir el daño ambiental. Los estanques de contención y los tanques de almacenamiento deben cumplir con los estándares especificados.

La Directiva 55 de Alberta aborda en detalle los requisitos de almacenamiento para la industria de exploración y producción de petróleo. Las prácticas de almacenamiento deberían reducir los costos a largo plazo asociados con las actividades de descontaminación y mejorar la capacidad de recuperación de sitios de exploración y producción de petróleo a las condiciones adecuadas para el próximo uso previsto de la tierra. El almacenamiento no debe ser permanente, los desechos de yacimientos petrolíferos se almacenarán hasta por un año y los materiales que se espera consumir no deben almacenarse durante no más de 2 años.<sup>42</sup> La contención secundaria es necesaria a menos que el agua cumpla con los estándares actuales de agua superficial. Los sitios se deben seleccionar para minimizar el posible daño ambiental: fuera de la planicie inundable y no a una distancia mínima de 100 m de máxima marca de agua de una masa de agua o pozo de agua. Las inspecciones visuales de detección de fugas deben realizarse mensualmente.<sup>43</sup>

Texas tiene disposiciones reglamentarias específicas sobre el uso de fosas para contener el flujo de retorno y el agua producida, así como otros desechos en los sitios de petróleo y gas. Los hoyos de almacenamiento se permiten siempre y cuando la actividad no genere desechos de petróleo, gas o recursos geotérmicos o contamine la superficie del agua subterránea. Los sitios deben elegirse teniendo en cuenta la limitación de la gestión del riesgo de contaminación: formaciones impermeables, sitios en zonas de bajo relieve o uso de revestimientos artificiales.

Las disposiciones reglamentarias del Reino Unido exigen que los operadores hagan planes apropiados para almacenar agua, pero no en hoyos abiertos. Además, los sitios de almacenamiento deben diseñarse de modo que se eviten los derrames y se contengan si se producen.<sup>44</sup>

El tratamiento y la descarga de aguas residuales no convencionales en Pensilvania se suspendió voluntariamente en 2011 debido a que en 2010 se revisaron las disposiciones reglamentarias que exigían un tratamiento más estricto del total de sólidos disueltos (TDS) en las aguas residuales. En Pensilvania, solo recibieron permiso ocho pozos de inyección subterránea permitidos en 2015.

En el Territorio del Norte, los hoyos en superficie se han utilizado para el almacenamiento de agua durante el proceso de perforación y terminación. Existen disposiciones reglamentarias limitadas sobre este tema debido a que el desarrollo de los recursos no convencionales en el área está en su fase inicial. El Informe de investigación recomendó la implementación de un sistema de cadena de custodia auditable para reducir la probabilidad de vertido de aguas

---

<sup>40</sup> Ibid.

<sup>41</sup> Comisión de gas y petróleo de B.C., "Manejo de fluidos salinos para lineamiento de fracturamiento hidráulico," versión 1.1, Febrero 2016, <https://www.bcogc.ca/node/12440/download>

<sup>42</sup> AER, "Directriz 055: "Requisitos de almacenamiento para exploración y producción en la industria de petróleo", " Diciembre 2001, <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive055.pdf>

<sup>43</sup> Ibid.

<sup>44</sup> U.K. DECC, "Fracking roca de "shale" Reino: Agua," p4.

residuales y evitar fugas accidentales. Se fomentó el uso de redes de tuberías para el transporte de agua.<sup>45</sup> También recomienda el uso de tanques cerrados para aguas residuales y el uso de revestimientos en los sitios de los pozos para evitar cualquier escorrentía de aguas residuales hacia el suelo subyacente.<sup>46</sup> El gobierno de TN también está considerando exigir el transporte de productos químicos de fracturación hidráulica por ferrocarril en vez de por carretera, especialmente en la temporada de lluvias.

### **2.1.2.3.6 Eliminación de agua**

En los Estados Unidos, la eliminación de agua en pozos subterráneos está regulada por el programa de control de inyección subterránea de la Ley de Agua Potable Segura y es administrada por los estados a menos que hayan optado por la ejecución federal.

Para la eliminación de desechos de los pozos en Texas, el RRC tiene la tarea de determinar si: tanto el agua dulce subterránea como la superficial pueden protegerse adecuadamente contra la contaminación; el uso o instalación del pozo es de interés público; o si la instalación del pozo pondrá en peligro o dañará cualquier petróleo, gas u otra formación de mineral. En Texas, para otorgar un permiso para un pozo de desecho, el RRC hará una evaluación de la elegibilidad financiera u operativa del operador, de que todas las notificaciones necesarias sean dirigidas a los operadores circundantes y propietarios de la superficie que el revestimiento del pozo sea suficiente para proteger las aguas subterráneas y se verifique que no haya pozos de petróleo y gas terminados, taponados o abandonados incorrectamente dentro de un radio de ¼ de milla. Para ser elegible, el operador del pozo no debe tener asuntos de cumplimiento o tributarios pendientes y disponer de las garantías financieras correspondientes.<sup>47</sup>

Las tasas de inyección promedio mensual, los volúmenes mensuales totales y las presiones máximas de inyección en el cabezal de pozo para los pozos deben enviarse al RRC. Si hay un cambio significativo de presión en el pozo o si otros datos de monitoreo indican la presencia de fugas, se requiere que el operador notifique a la oficina de distrito de RRC dentro de las 24 horas. Los pozos de inyección comercial deben ser inspeccionados anualmente por el RRC, con una prueba de integridad mecánica (MIT) realizada por el operador para identificar fugas pequeñas cada cinco años. Se debe notificar a RRC de estas pruebas con inspectores escogidos al azar, que sean testigos de alrededor de 1/3 para verificar el cumplimiento. Si falla el MIT, los pozos deben cerrarse, repararse o taparse inmediatamente dentro de 60-90 días. La información sobre los pozos de eliminación actualmente permitidos está disponible públicamente en el sitio web de RRC.<sup>48</sup>

En Pensilvania, la eliminación de aguas residuales no tratadas no está permitida en sus aguas. El vertimiento de aguas residuales tratadas solo está permitido en instalaciones centralizadas de tratamiento de desechos.<sup>49</sup> Debido a las condiciones geológicas de Pensilvania, los pozos de desecho no son una opción viable. Las aguas residuales tendrían que transportarse en camión al estado vecino para su eliminación en un pozo, a un costo adicional. El vecino estado de Ohio ha recibido agua de Pensilvania, pero cobra una tarifa adicional por el agua transportada a la región.

<sup>45</sup> <https://frackinginquiry.nt.gov.au/inquiry-reports?a=494286> página 76.

<sup>46</sup> Informe de consulta, reporte gubernamental, Territorio del Norte , página 9

<sup>47</sup> Comisión del Ferrocarril de Texas, Preguntas frecuentes, petróleo y gas: "pozos de inyección y de eliminación" <http://www.rrc.state.tx.us/about-us/resource-center/faqs/oil-gas-faqs/faq-injection-and-disposal-wells/>

<sup>48</sup> *Ibíd.*

<sup>49</sup> 25 PA Código §95.10(b)

El Territorio del Norte no cuenta con instalaciones de recepción, tratamiento o eliminación de aguas residuales industriales, pero ha identificado el desarrollo de estas instalaciones como una prioridad.<sup>50</sup> Para los pocos pozos no convencionales perforados, el agua se transportó en camión a una instalación en Queensland, lo que muy probablemente se continuara haciendo en las primeras etapas de exploración y desarrollo. El gobierno ha identificado el desarrollo de un marco de tratamiento de aguas residuales para proyectos no convencionales como una alta prioridad. Dado que se han perforado muy pocos pozos no convencionales, es difícil evaluar las prácticas de eliminación.<sup>51</sup> El Informe de investigación sugiere que se debe incluir un plan de gestión de derrames y aguas residuales exigible en el plan de gestión ambiental.<sup>52</sup> El gobierno de TN planea establecer disposiciones reglamentarias que prohíban la eliminación de aguas residuales generadas por la fracturación hidráulica de gas de “shale” en tierra (tanto tratada como no tratada) en líneas de drenaje, vías fluviales, sistemas de corrientes temporales o pozos de agua.<sup>53</sup>

En el Reino Unido, el fluido de retorno se clasifica como desecho minero y, por lo tanto, requiere un plan de gestión de permisos ambientales y aguas residuales. Se requiere que un inspector haya sido seleccionado y consultado antes de otorgar el permiso de planificación correspondiente.<sup>54</sup> La eliminación puede realizarse en una instalación autorizada adecuada o en una alcantarilla especial con el permiso de la empresa de servicios públicos de aguas residuales correspondiente. Los operadores tienen la tarea de realizar pruebas para identificar la mejor manera de eliminar los fluidos de retorno.<sup>55</sup>

En Columbia Británica, se prohíbe la descarga exterior de agua de retorno de fracking. Esto incluye aguas superficiales y acuíferos cercanos a la superficie que pueden usarse para el suministro de agua potable.<sup>56</sup> BCOGC emite permisos para los pozos de desechos y exige que la inyección no afecte los recursos de petróleo y gas, que los pozos estén diseñados adecuadamente, que el agua producida permanecerá en la formación subterránea y que el solicitante tenga derechos sobre la formación.<sup>57</sup> Los permisos incluirán condiciones de monitoreo, medición, prueba e informes para mantener la viabilidad del pozo y el yacimiento para su disposición futura. Los informes mensuales de inyección / eliminación del volumen de fluido y la presión máxima del cabezal de pozo deben enviarse al BCOGC.

Alberta utiliza las mismas aplicaciones de licencia de pozos para pozos de inyección o de desechos que para otros pozos. Si se perfora más de un pozo para un proyecto o se ubican múltiples gasoductos o instalaciones, AER recomienda agruparlos como un proyecto para su aprobación. Si se agregan pozos de desechos adicionales a las instalaciones existentes, se debe completar el proceso de solicitud del pozo, que debe incluir detalles sobre el uso en las instalaciones de almacenamiento existentes o nuevas.<sup>58</sup> Las licencias son válidas por un año a partir de la fecha de

---

<sup>50</sup> Respuesta de informe de consulta del TN, página 3. [https://hydraulicfracturing.nt.gov.au/data/assets/pdf\\_file/0005/497426/Government-responses-to-Recommendations.pdf](https://hydraulicfracturing.nt.gov.au/data/assets/pdf_file/0005/497426/Government-responses-to-Recommendations.pdf)

<sup>51</sup> Investigación científica sobre la fracturación hidráulica en el Territorio del Norte, informe final, marzo 2018 <https://frackinginquiry.nt.gov.au/inquiry-reports?a=494286>, página 74

<sup>52</sup> *Ibid.*, página 156

<sup>53</sup> Recomendaciones del informe de consulta gubernamental, Territorio del Norte, p 10.

<sup>54</sup> Jeanne Delebarre, Elena Ares, Louise Smith, “Documento informativo: Shale Gas y Fracking”, casa de los comunes, Reino Unido, librería No. 6073, Abril 13, 2017, <http://researchbriefings.files.parliament.uk/documents/SN06073/SN06073.pdf>

<sup>55</sup> DECC, “Shale gas y fracking Reino Unido: aguar,” p5

<sup>56</sup> Comisión de Gas y Petróleo, B.C., “Pozos de eliminación : agua producida,” hoja de datos#62, Agosto 2017 <https://www.bcoqc.ca/node/11468/download>

<sup>57</sup> *Ibid.*

<sup>58</sup> [https://www.aer.ca/documents/directives/Directive058\\_addendum.pdf](https://www.aer.ca/documents/directives/Directive058_addendum.pdf)

emisión, pero los operadores pueden solicitar extensiones en cada caso para una licencia máxima de dos años. Las instalaciones pueden recibir desechos de yacimientos petrolíferos fuera de la provincia, sujeto a la aprobación de AER.

La inyección de agua producida o equivalente de salmuera se realiza en pozos de Clase II, mientras que los pozos de Clase 1a o 1b son aquellos que pueden tener ciertos niveles de pH o contaminación de metales que podrían aumentar la corrosión. Todos los pozos de desechos deben proteger todas las posibles zonas con hidrocarburos y la zona de inyección o eliminación debe aislarse con cemento. Se requiere que los pozos de eliminación de clase 1a y 1b tengan suficiente revestimiento cementado de la superficie a niveles de 25 metros por debajo de la zona de aguas subterráneas más baja utilizable.<sup>59</sup>

Se debe incluir un esquema de terminación de pozo y detalles geológicos en la aplicación para cada pozo de inyección.<sup>60</sup> Los detalles del pozo deben incluir la ubicación y detalles del pozo, los tipos de fluidos a inyectar, la fuente de estos líquidos, el volumen diario previsto, la presión de inyección máxima anticipada, el intervalo y la formación donde se propone la inyección, los detalles de fractura en el intervalo, detalles de cubierta y detalles de las pruebas, registros y evaluaciones realizadas.<sup>61</sup> El diagrama esquemático identifica las profundidades de las partes superiores, las tuberías y el revestimiento, así como las formaciones.<sup>62</sup>

La presión máxima permitida del cabezal de pozo se establece en la Directriz 51 en función de la profundidad del intervalo, a menos que se establezca mediante pruebas y datos específicos del pozo. Estas tasas se determinaron mediante análisis estadísticos realizados en toda la provincia. La presión máxima permisible oscila entre 3000-9900kPa.<sup>63</sup>

Antes de la inyección de fluidos, el pozo debe tener un empacador de producción colocado lo más cerca posible del intervalo de inyección y cementar el pozo para limitar la corrosión entre el tubo y la carcasa. Anualmente, el operador debe presentar datos a AER confirmando el aislamiento y la integridad del pozo.

Alberta tiene disposiciones reglamentarias adicionales sobre pozos de inyección que son específicos para sus arenas petrolíferas in situ y operaciones mejoradas en recuperación de petróleo.

#### **2.1.2.3.7 Divulgación de productos químicos- Fluidos de fracturación**

Una de las principales preocupaciones relacionadas con la fracturación hidráulica es el uso de aditivos químicos durante el proceso de terminación. Estos productos químicos se inyectan como parte de los fluidos de fracturación para estimular el pozo, limitar la fricción, dificultar la corrosión y reducir los contaminantes naturales. Todas las jurisdicciones requieren alguna forma de divulgación de los productos químicos utilizados en el proceso de fracking con los sistemas más desarrollados en América del Norte.

En América del Norte, se requiere la divulgación a los órganos reguladores y al público, generalmente dentro de los 15-60 días siguientes a la terminación del pozo. La mayoría de las jurisdicciones productoras de petróleo en América del Norte utilizan el portal en línea, FracFocus, para su divulgación. FracFocus fue desarrollado inicialmente como un programa voluntario de divulgación por parte del Consejo de Protección del Agua Subterránea y la Comisión Interestatal

---

<sup>59</sup> <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf> (S)3-4

<sup>60</sup> <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf> Anexo 4

<sup>61</sup> <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf> § 5.2

<sup>62</sup> <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf> Anexo 4

<sup>63</sup> <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive051.pdf> Anexo 5

del Pacto de Petróleo y Gas. Los datos pueden ser ingresados por operadores, compañías de servicios y órganos reguladores, y el público puede buscarlos fácilmente. Los datos se capturan por pozo e incluyen los datos del pozo (operador, ID del pozo, ubicación), detalles del fracking (volúmenes de agua o fluido, tipos de fluidos utilizados) e información sobre los químicos utilizados (uso del químico, nombres comerciales, proveedor). La base de datos también tiene la capacidad de proporcionar protección al secreto comercial, dentro de los requisitos de las leyes locales.

#### Tipos de químicos rastreados en FracFocus

Biocidas	Agente reticulante	Agente de ajuste de pH
interruptores	Inhibidores/reductores de fricción	Agente de apuntalamiento
Inhibidores de corrosión	Agente gelificante	Inhibidor de escala
Estabilizadores de arcilla	Control de hierro	Tensioactivo
	No-emulsionante	

Aunque inicialmente fue diseñado para su uso en los EE. UU, se ha autorizado el uso de Frac Focus en Canadá y actualmente tiene datos de cinco provincias canadienses.<sup>64</sup> A partir de enero de 2018, hay más de 127,700 pozos en la base de datos de EE. UU y 16,650 pozos en la base de datos canadiense.<sup>65</sup>

Las disposiciones reglamentarias de Reino Unido, Territorio del Norte y Neuquén requieren la divulgación de los productos químicos utilizados en la fracturación hidráulica como parte del proceso de concesión de licencias ambientales. En el Decreto 1483 del 2012 de la Provincia de Neuquén, las solicitudes de licencias ambientales requieren una descripción del proceso de tratamiento del agua de reflujo, una declaración jurada sobre la mezcla química del agua utilizada para la fracturación hidráulica e inspección anual de las operaciones necesarias para mantener el certificado de competencia ambiental. La agencia de medio ambiente del Reino Unido lleva a cabo una evaluación de riesgos como parte de su revisión de la solicitud ambiental y puede denegar un permiso o requerir esfuerzos de mitigación para limitar el daño al medio ambiente. Los esfuerzos de mitigación pueden incluir la reducción de la concentración de ciertas sustancias químicas, la modificación del diseño de los pozos y la adopción de programas de monitoreo.

Los productos químicos utilizados en Australia para la fracturación hidráulica deben estar listados para ese uso en la base de datos del esquema nacional de notificación y evaluación de sustancias químicas industriales (NICNAS).<sup>66</sup> Esta base de datos regula los productos químicos industriales fundamentándose en las evaluaciones de riesgos basadas en la evidencia para los diferentes productos químicos. Cualquier nueva sustancia química o nuevos usos de productos químicos requieren un certificado de evaluación o permiso de NICNAS. Las provincias o estados individuales emprenden la ejecución. El Territorio del Norte requiere que las compañías divulguen a los órganos reguladores y al público, "información específica" sobre los químicos usados en el proceso de fracturación hidráulica. La "información específica"

<sup>64</sup> FracFocus: Registro de Divulgación Química (Canadá), "Junta Nacional de Energía, se unirá a FracFocus.ca," <http://fracfocus.ca/story/national-energy-board-join-fracfocusca> Noviembre 27, 2013.

<sup>65</sup> Ver Fracfocus.com y fracfocus.ca

<sup>66</sup> Departamento del Medio Ambiente del gobierno de Australia y comité científico experto independiente sobre el desarrollo de la minería del carbón y el desarrollo de la minería del carbón grande, "Técnicas de fracturación hidráulica ('fraccionamiento'), incluidos los requisitos de información y los arreglos de gobernanza," Junio 2014 [https://www.environment.gov.au/system/files/resources/de709bdd-95a0-4459-a8ce-8ed3cb72d44a/files/background-review-hydraulic-fracturing\\_0.pdf](https://www.environment.gov.au/system/files/resources/de709bdd-95a0-4459-a8ce-8ed3cb72d44a/files/background-review-hydraulic-fracturing_0.pdf)

no está claramente definida en este momento.<sup>67</sup> Nueva Gales del Sur y Queensland han prohibido específicamente los productos químicos BTEX en la fracturación hidráulica.<sup>68</sup> La mayoría del fracking en estas jurisdicciones ha sido para los pozos de metano de carbón, que son mucho menos profundos y tienen una mayor oportunidad de contaminar el agua.

El gobierno del TN planea desarrollar requisitos para la divulgación pública de sustancias químicas utilizadas en la fracturación hidráulica, cómo se transportan y almacenan, y cómo se van a utilizar.<sup>69</sup>

En la extensión productiva de Vaca Muerta, el Código de Aguas de Neuquén exige que se divulguen las "características cualitativas y cuantitativas de las aguas residuales". El Informe Ambiental, que se requiere en la solicitud de la licencia ambiental, para operaciones no convencionales debe incluir detalles sobre el proceso de tratamiento del agua de retorno, y la Subsecretaría de Recursos Hídricos debe emitir un permiso para el uso del agua y aguas residuales.

#### 2.1.2.4 Materiales radioactivos de origen natural (NORM)

Los materiales radiactivos de ocurrencia natural (NORM) o los NORM técnicamente mejorados (TENORM) pueden estar presentes en el agua producida, los recortes de perforación u otros desechos en yacimientos petrolíferos. Los niveles de radiación dependen de la ubicación y se ha encontrado que son de niveles lo suficientemente bajos como para causar poco daño potencial a los trabajadores o al público. Los niveles de exposición pueden ser más altos para los trabajadores de yacimientos petrolíferos o en los residuos de yacimientos petrolíferos debido al manejo de estos desechos. Con el tiempo, los NORM también pueden acumularse a lo largo del tiempo en las redes de tuberías y embarcaciones, lo que puede hacer necesaria una limpieza especial del equipo antes de la reventa o el desguace. Debido a los bajos niveles de radiación involucrados, las NORM generalmente se regulan a nivel estatal o provincial con la guía nacional.

Los NORM se administran de manera similar a los desechos médicos con radiación de bajo nivel y se deben eliminar en instalaciones de eliminación autorizadas. Texas y Pensilvania llevaron a cabo estudios sobre NORM en sitios de petróleo y gas y concluyeron que existía un daño potencial mínimo para los trabajadores o el público.<sup>70</sup> Los órganos reguladores de salud pública pueden involucrarse con el manejo de estas sustancias.

La siguiente tabla muestra los diferentes órganos reguladores que son responsables de las NORM en las diferentes jurisdicciones estudiadas.

Órganos reguladores para NORM	
Jurisdicción	Regulador
Alberta	Regulador de energía de Alberta, Regulador de salud ocupacional y seguridad de Alberta

<sup>67</sup> NT Informe de consulta, borrador del informe final, Territorio del Norte, páginas 63-64, 128.

<sup>68</sup> BTEX los productos químicos son benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos. Los productos de petróleo que contienen BTEX (como el diesel) se han usado como aditivos en fluidos de estimulación de pozos. El uso de químicos BTEX ha caído en desgracia en el fracking con la introducción de alternativas más seguras

<sup>69</sup> Informe de consulta, recomendaciones gubernamentales, TN, página 7.

<sup>70</sup> Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania, "Protección contra la radiación: Estudio de materiales radioactivos que se producen naturalmente y tecnológicamente mejorados (TENORM)". <http://www.dep.pa.gov/Business/Energy/OilandGasPrograms/OilandGasMgmt/Oil-and-Gas-Related-Topics/Pages/Radiation-Protection.aspx>

Órganos reguladores para NORM	
Jurisdicción	Regulador
Argentina	Subsecretario del Medio Ambiente de Neuquén
Australia	Agencia Australiana de Protección Radiológica y Seguridad Nuclear , gobiernos estatales y provinciales
Columbia Británica	Ministerio de Salud de Columbia Británica
Pensilvania	Departamento de protección ambiental
Texas	Comisión de Ferrocarriles Departamento de Servicios de Salud del Estado
Reino Unido	Ejecutivo de salud y seguridad

Fuente: IHS Markit © 2018 IHS Markit

Texas tiene la descripción más detallada para el manejo y eliminación de NORM específicos para la industria del petróleo y el gas. Los sólidos contaminados con NORM se pueden eliminar en el sitio donde se generaron enterrándolos o colocándolos en un pozo taponado y abandonado o enviarlos a una instalación de eliminación autorizada.<sup>71</sup> El equipo debe descontaminarse antes de venderse como chatarra o liberarse para un uso diferente al dado en el petrolero y gas. Canadá utiliza un estándar basado en el riesgo que tiene en cuenta los factores económicos y sociales cuando exige que los niveles sean "tan bajos como sea posible" (ALARA).<sup>72</sup>

En el Reino Unido, si los niveles de NORM están por encima de ciertos límites, el operador debe solicitar una licencia de sustancias radiactivas del EA, de lo contrario el agua residual se trata como un residuo de la minería.<sup>73</sup> Los operadores que tengan la intención de desechar material radiactivo deben llevar a cabo una evaluación radiológica, que proporcione un plan detallado para una manipulación y eliminación segura en una instalación aprobada.

TN planea desarrollar un proceso público de divulgación e información para NORM junto con divulgación de sustancias químicas, que pondrá a disposición información sobre concentraciones, almacenamiento, transporte, prevención de derrames, remediación y gestión de NORM en agua producida y agua de retorno. Los requisitos deben divulgarse en los planes de implementación desarrollados y publicados en julio de 2018.<sup>74</sup>

### 2.1.3 Problemas socioeconómicos

El desarrollo de recursos no convencionales tiene la capacidad de transformar las economías al impulsarlas a través de oportunidades de trabajo, mayores ingresos tributarios y oportunidades para nuevos negocios. Desafortunadamente,

<sup>71</sup> Comisión de ferrocarriles de Texas, "NORM (material radiactivo de ocurrencia natural) <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/applications-and-permits/environmental-permit-types-information/norm/>

<sup>72</sup> Comisión canadiense de seguridad nuclear, "Material radiactivo de ocurrencia natural" (NORM), Octubre 2016, <http://nuclearsafety.gc.ca/eng/resources/fact-sheets/naturally-occurring-radioactive-material.cfm>

<sup>73</sup> DECC, "Fracking en el Reino Unido: agua," p5

<sup>74</sup> Informe de consulta de TN, recomendaciones gubernamentales, pagina 7.

pueden surgir otros problemas que potencialmente pueden perturbar a la comunidad o crear tensiones entre los operadores de petróleo y gas y la comunidad local. Además, es probable que las comunidades atribuyan los beneficios o cualquier daño de estos nuevos desarrollos a las políticas del gobierno. Por lo tanto, es importante que los gobiernos comprendan completamente los riesgos, los expliquen a sus constituyentes y mitiguen los posibles daños. Los asuntos socioeconómicos pueden afectar al propietario individual, a los usuarios o a los vecinos de la propiedad o de toda la comunidad. Los problemas localizados pueden incluir quejas sobre acceso a las tierras, ruido, tráfico, olor o sismicidad. Los problemas más amplios pueden incluir la destrucción del ecosistema y el menoscabo de las relaciones con los grupos indígenas y la comunidad local.

### 2.1.3.1 Acceso a las tierras

El acceso a las tierras es necesario para diferentes actividades relacionadas con el petróleo y el gas, incluida la adquisición de datos sísmicos, la perforación de pozos de exploración, instalaciones de producción y oleoductos utilizados en la recolección de petróleo y gas o su entrega al mercado. En todas las jurisdicciones excepto en los EE. UU. los minerales son propiedad del gobierno y el acceso a la superficie para realizar estudios sísmicos, perforar pozos o ubicar instalaciones debe negociarse con los propietarios.

En los Estados Unidos, la propiedad privada de minerales es común e incluye los derechos de acceso a tierras para desarrollos minerales. El propietario del mineral tiene derecho al "uso razonable" de la tierra que puede afectar al propietario, pero en general tendrá que hacer arreglos con los propietarios para tener acceso. En algunos casos, la propiedad de la superficie puede pertenecer a un propietario diferente al de los derechos minerales. Sin embargo, en los Estados Unidos, el patrimonio mineral es superior al estado superficial. Según la doctrina de la acomodación, el propietario de la superficie está obligado a satisfacer las necesidades de uso de superficie del propietario de los derechos minerales.

El Territorio del Norte tiene un proceso de acceso a las tierras para proteger los intereses agrícolas regionales y al mismo tiempo fomentar las actividades de exploración. Gran parte de la tierra en la cuenca de Beetaloo se utiliza actualmente para fines agrícolas, como el pastoreo. El contacto con los pastores y los administradores de la tierra debe iniciarse y mantenerse durante todo el proceso de obtención de permisos con respecto a las actividades de exploración planificadas y las necesidades de acceso a las tierras. Como mínimo, el contacto debe hacerse en un plazo de 14 días después de haber sido nombrado el solicitante exitoso, cuando se otorga el permiso de exploración, y al menos 14 días antes del comienzo del trabajo de exploración. Para las actividades de reconocimiento, se requiere una notificación de 14 días con una descripción de las actividades planificadas, incluso si las actividades no perturbarán la tierra o la vegetación. Se deben hacer arreglos si el trabajo interferirá con las operaciones pastorales. Para los programas de exploración, la prueba de un acuerdo con el propietario de la tierra y el administrador de la tierra se debe proporcionar al Departamento de Industria y Recursos Primarios. Si no se puede llegar a un acuerdo en 60 días, se puede referir a arbitraje.<sup>75</sup>

El Reino Unido exige que se negocien derechos de acceso a la tierra donde se perforará el pozo y cualquier terreno adyacente donde se perforarán los pozos de desviación. Si se separan otros estratos portadores de minerales, también se deben obtener permisos<sup>76</sup>. La Sección 43 de la Ley de Infraestructura de 2015 establece que ahora existe el derecho de perforar en busca de petróleo o gas a una profundidad de al menos 300 m por debajo de la superficie. Esto elimina efectivamente la necesidad de obtener la autorización del propietario para acceder a la tierra a una profundidad por

<sup>75</sup> Gobierno del Territorio del Norte, "Acuerdos de acceso a la tierra para exploración", abril 11, 2018, <https://nt.gov.au/industry/mining-and-petroleum/land-access-agreements-for-exploration>

<sup>76</sup> U.K. Onshore Oil and Gas, "UK Onshore Shale Gas Well Guidelines," Issue 4 (December 2016)  
[http://www.ukoog.org.uk/images/ukoog/pdfs/Shale\\_Gas\\_Well\\_Guidelines\\_Issue\\_4.pdf](http://www.ukoog.org.uk/images/ukoog/pdfs/Shale_Gas_Well_Guidelines_Issue_4.pdf) page 15

debajo de 300 metros. Antes de la promulgación de la Ley de Infraestructura de 2015, la ley requería que un operador de fracking obtuviera el permiso del propietario para perforar bajo sus tierras y, por lo tanto, debía compensar al propietario.

En Alberta, los operadores deben llevar a cabo la perforación y la actividad de producción debe realizarse de una manera ambiental y técnicamente aceptable. AER exige como parte del proceso de solicitud que los propietarios sean notificados sobre las actividades propuestas para que puedan conocer la actividad propuesta y sus posibles impactos.<sup>77</sup> Los avisos públicos de la solicitud se publicarán en el sitio web de AER, y los propietarios pueden presentar una declaración de inquietud a una solicitud. La ley de encuestas de Alberta y la ley de derechos superiores les otorgan a los inspectores el derecho de ingresar a una propiedad con fines de prospección para evaluar ubicaciones de pozos, redes de tuberías, vías de acceso, etc., pero es una práctica común y de cortesía contactar al propietario antes de acceder a la propiedad.

En Columbia Británica, durante el proceso de solicitud de actividades relacionadas con el petróleo y el gas, BCOGA actúa como enlace entre los propietarios, partes interesadas y operadores. Un acuerdo de derechos de superficie debe negociarse con el propietario durante el proceso de solicitud y debe haber consultas públicas o notificaciones. Los esfuerzos de mitigación deben estar claramente detallados en el acuerdo.<sup>78</sup> El Consejo de Derechos de Superficie colabora en la resolución de disputas entre operadores y propietarios sobre los términos de entrada, compensación, daños, renegociación de la concesión y cumplimiento.<sup>79</sup> Si no se obtiene el permiso del propietario, el titular del permiso debe proporcionar un aviso al propietario de la tierra dos días antes de ingresar a su propiedad con el fin de realizar una evaluación del sitio y proporcionar una garantía a la comisión por posibles daños.<sup>80</sup> Se debe incluir un Formulario de Información de Evaluación Arqueológica con todas las aplicaciones de petróleo y gas.

Los problemas de acceso a la superficie o acuerdos necesarios para pozos no convencionales no son diferentes de los necesarios para la perforación de pozos convencionales, la única diferencia es la cantidad de pozos que deben ser perforados y la reducción de las unidades de distancia para dichos pozos, que actualmente está siendo manejada con multi-plataformas de pozos de 8-16 pozos por plataforma.

### 2.1.3.2 Distancia entre pozos

Gran parte del éxito relacionado con el desarrollo de recursos de gas no convencionales en los EE.UU. y Canadá se asocia con la búsqueda de la distancia óptima entre pozos para recuperar las reservas con la tecnología de fracturamiento de múltiples etapas. La baja permeabilidad natural de los yacimientos no convencionales hace necesario que los pozos se desarrollen a intervalos de distancia más cercanos que los yacimientos de gas convencionales con el fin de gestionar de manera efectiva el recurso. Esto puede dar lugar a que el desarrollo inicial de los pozos verticales sea a intervalos de distancia de 40 acres por pozo, o menos, para extraer de manera eficiente los recursos de gas de las arenas compactas y yacimientos de "shale". La práctica en EE.UU. ha sido que la distancia entre pozos se determine por orden del organismo regulador estatal con control sobre conservación de recursos y emisión de permisos, iniciando con una distancia inicial de 320 o 160 acres por pozo para los pozos de gas y 40 acres por pozo para los pozos petroleros y la experimentación con densidades de pozos más altas hasta que se alcance el distanciamiento óptimo del pozo para el campo o la formación específica alcanzada<sup>81</sup>. La distancia entre pozos de 80, 40 e incluso 20 acres para cada pozo

<sup>77</sup> AER, Preguntas frecuentes , "propietarios" EnerFAQs <http://www.aer.ca/about-aer/enerfaqs/enerfaqs-landowner#corights>

<sup>78</sup> B.C. Guía de información del propietario

<sup>79</sup> British Columbia, "Hoja de información de la Junta de Derechos Superiores" Hoja #1," <http://www.surfacerightsboard.bc.ca/Documents/InformationSheets/InfoSheet1.pdf>

<sup>80</sup> B.C. Guía de información del propietario, pagina 22.

<sup>81</sup> En el caso de las excavaciones de gas convencional, el espacio entre los pozos puede variar entre 640 acres y 320 acres por pozo.

es bastante común para el desarrollo de recursos de gas de “shale”. En algunos yacimientos no convencionales se ha ubicado pozos pilotos de 10 y a algunas veces 5 acres

Las reglas de distancia canadiense son muy similares a las que se aplican en los EE.UU. cuya legislación establece la unidad de distancia estándar que es un pozo por sección por grupo, que es equivalente a un área de 360 acres. Con el fin de obtener una mayor densidad de pozos, el operador de petróleo y gas tiene que solicitar al órgano regulador respectivo una disminución de la distancia. Dicha densidad por lo general dependerá de las características geológicas de la formación específica. El tener un área de concesión de gas “shale” o de petróleo de formaciones compactas no autoriza automáticamente al titular de tales derechos para reducir las unidades de distancia. Con el fin de lograr la reducción de la distancia entre pozos, el titular de una concesión de gas no convencional debe presentar una solicitud ante la Junta de Conservación de Recursos Energéticos de Alberta. Se pueden solicitar de dos a ocho pozos por sección o incluso más para mejorar la recuperación de gas no convencional.<sup>82</sup> Los proyectos de gas no convencionales aprobados por la Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica como 'esquemas especiales' no están sujetos a disposiciones reglamentarias ordinarias de ubicación de pozos y, por lo tanto, tienen la libertad de establecer en una producción óptima. Se podrán necesitar hasta ocho pozos por sección<sup>83</sup> para drenar de manera efectiva un yacimiento de gas no convencional en terrenos arrendados a la Corona.

Aunque la disminución de la distancia es vital para el desarrollo de recursos no convencionales, tiene sus desafíos debido al aumento de la huella ambiental que se genera a causa de una mayor densidad de plataformas de pozos e infraestructura relacionada. Sin embargo, la perforación horizontal puede reducir significativamente el número total de pozos, vías de acceso, rutas de tuberías e instalaciones de producción requeridas, lo que minimiza la fragmentación del hábitat, el impacto a la población y al propietario de la superficie, y la huella ambiental en general. Un análisis realizado por el Departamento del Interior de los EE.UU. ha estimado que un pozo de gas vertical poco profundo terminado en la extensión productiva de “shale” de Fayetteville daría como resultado un total de 4.8 acres de perturbación por pozo, mientras que una sola plataforma horizontal en la misma formación ocuparía un total de 6.9 hectáreas.<sup>84</sup> Cuando se perforan múltiples pozos horizontales en una sola plataforma, la plataforma tendría que ampliarse en 0.5 acres, de modo que una plataforma horizontal de 4 pozos ocuparía 7.4 acres y 16 pozos verticales perturbarían casi 77 acres.<sup>85</sup> La reducción significativa de la huella favorecería la opción de perforación horizontal para los escenarios de perforación rural y urbana. Aunque los pozos horizontales pueden costar hasta dos veces más que los pozos verticales, la relación de reemplazo de un pozo horizontal por cada cuatro pozos verticales aún hace que la opción de perforación horizontal sea la más rentable y ecológica.

### 2.1.3.3 Relaciones con las comunidades indígenas

Las extensiones productivas de recursos no convencionales por lo general se ubican en áreas remotas o rurales. Muchas de estas áreas pueden tener poblaciones indígenas establecidas hace mucho tiempo que tienen una fuerte historia cultural ligada a la tierra. Sus derechos generalmente están protegidos por las leyes nacionales. Si bien los operadores se esfuerzan por mantener relaciones positivas con las comunidades locales, extender esta filosofía a las poblaciones indígenas tiene desafíos adicionales debido a la historia, las prácticas culturales y las creencias.

---

<sup>82</sup> Mary Griffiths, Chris Severson Baker, *Los impactos ambientales del desarrollo de metano carbonífero en Alberta*, Instituto (Jun 2003).

<sup>83</sup> CERA, *El gigante despierta: Metano carbonizado en Canadá*, informe privado, (Feb. 2005).

<sup>84</sup> DOE, Desarrollo moderno de gas de “shale” en los Estados Unidos: cartilla, (2009). El pozo vertical requeriría una plataforma de pozo de 2,0 acres, 0.10 millas de carretera y 0.55 millas de corredor de servicios públicos, lo que daría un total de 4.8 acres, mientras que el pozo horizontal ocuparía aproximadamente 3.5 acres más carreteras y servicios públicos, lo que daría un total de 6.9 acres

<sup>85</sup> Id. Una sección de terreno de 640 acres requeriría 16 pozos de gas no convencionales verticales o 4 pozos horizontales para una recuperación óptima. El Informe de Opinión Pública, 20.

Argentina, Canadá y Australia tienen poblaciones indígenas grandes y activas. En la provincia argentina de Neuquén, donde se encuentra ubicada la mayor parte de Vaca Muerta, hay alrededor de 60 comunidades Mapuches. La mayoría de estas comunidades están asentadas sobre la formación Vaca Muerta y tienen diferentes tipos de reclamaciones sobre la tierra. Un primer grupo está compuesto por comunidades reconocidas como tribus indígenas por el gobierno local, y que también poseen títulos legales de propiedad de las tierras que ocupan. El segundo grupo también está compuesto por comunidades Mapuche reconocidas, pero que no tienen título legal de propiedad de las tierras que reclaman.<sup>86</sup> Un tercer grupo está compuesto por comunidades que no están reconocidas oficialmente ni tienen un título legal de propiedad sobre la tierra. La constitución de Neuquén reconoce la "propiedad tradicional" Mapuche de la tierra, pero solo aquellos con títulos legales de propiedad sobre la tierra pueden cobrar regalías.<sup>87</sup> Algunas veces las empresas enfrentan desafíos en su relación con las comunidades indígenas. En 2015, la comunidad Mapuche Paynemil bloqueó las operaciones de YPF durante tres días.<sup>88</sup>

En Canadá, existe la obligación de consultar con los grupos de las Primeras Naciones (indígenas) cuando sus derechos puedan tener un impacto. En Alberta, el Gobierno de Alberta ha establecido las Directrices de Consulta en materia de Gestión de Recursos, cuya dirección está a cargo de la Oficina de Consultas de Alberta. AER y ACO han establecido procedimientos operativos conjuntos para las actividades de recursos energéticos. La actividad propuesta se clasifica por su impacto en el grupo de las Primeras Naciones basado en la duración, el tamaño y los impactos ambientales esperados. Una descripción de los tipos de consultas se muestra en la tabla a continuación.

Requisitos de consulta de las Primeras Naciones en Alberta			
Impacto	Descripción	Tipo de consulta	Ejemplos
Exento	Actividades específicas no sectoriales	Ninguna	Pruebas a corto plazo, mantenimiento y reparaciones ordinarias, modificaciones menores sin nueva alteración de la superficie
Escaso impacto	<2 años  De tamaño pequeño (<5 ha)  Impacto ambiental escaso o limitados	Consulta agilizada	Sitio de un solo pozo, incluidas las instalaciones  Pequeñas líneas eléctricas y redes de tuberías (<1 km) en un sitio de un solo pozo  Sísmica tridimensional intensiva intermedia
Impacto moderado	2-10 años  moderado en tamaño (> 5 ha)  impactos ambientales moderados	Consulta estándar	Sitios de tamaño medio o proyectos con instalaciones  Todos los caminos del tiempo  Recolección de redes de tuberías (> 1km) o tuberías conectadas con proyectos más grandes  Sísmica intensa intermedia 3D y sísmica 4D

<sup>86</sup> *El informe de la opinión pública* 20.

<sup>87</sup> Constitución de Neuquén, Art.53

<sup>88</sup> "Sigue el bloqueo de mapuches a plantas de YPF," *El Sol*, 4 de septiembre de 2015, <https://www.elsol.com.ar/sigue-el-bloqueo-de-mapuches-a-plantas-de-ypf.html>

Requisitos de consulta de las Primeras Naciones en Alberta			
Impacto	Descripción	Tipo de consulta	Ejemplos
Impacto alto	> 10 años  de gran tamaño, escala o complejidad  gran impacto ambiental  requieren aprobaciones de múltiples autoridades reguladoras	Consulta extensa	Redes de tubería a gran escala, programas de perforación de temporada (a gran escala o complejos)  Sitio de múltiples pozos, incluidos múltiples pozos en una sola plataforma
Fuente: IHS Markit			© 2018 IHS Markit

En cada caso, los plazos para las consultas pueden oscilar entre 20 días hábiles (bajo impacto) y 90 días (alto impacto). ACO asesorará a AER sobre la adecuación de la consulta y proporcionará un informe.<sup>89</sup>

Al igual que Alberta, la Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica coordina las consultas con los grupos de las Primeras Naciones con respecto a las actividades de petróleo y gas. Ha establecido acuerdos y asesoramiento de consulta con cuatro grupos de las Primeras Naciones sobre desarrollos de recursos de petróleo y gas.<sup>90</sup> Además de los acuerdos con diferentes grupos, BC OGC ha establecido programas de becas y capacitación en universidades locales para grupos de las Primeras Naciones para oficios o vocaciones, incluyendo monitoreo ambiental y recuperación de tierras.<sup>91</sup> Columbia Británica también ha establecido un Programa de Enlace Aborigen del Sector de Recursos Naturales, que promueve protocolos de intercambio de información, participación en inspecciones de campo, tareas de monitoreo, capacitación, observación de trabajos, procesos de revisión de quejas, sesiones de información comunitaria y otras actividades relacionadas con la supervisión del cumplimiento del desarrollo de recursos naturales.<sup>92</sup>

En Australia, la Native Title Act estipula dos formas para manejar las solicitudes para extraer, explorar o buscar minerales: un acuerdo de uso de la tierra indígena (ILUA) o el derecho a negociar un proceso. El tribunal nacional de títulos nativos maneja la mayoría de los elementos del derecho de la Mancomunidad para negociar el esquema, pero solo registra las ILUA. Las ILUA pueden ser acuerdos de área, acuerdos de procedimientos alternativos y acuerdos corporativos. Ninguno de los procesos tiene un marco de tiempo establecido, pero el Tribunal generalmente emitirá su decisión dentro de los seis meses posteriores a la presentación de la solicitud. Cualquiera de las partes puede solicitar una decisión si han transcurrido al menos seis meses.<sup>93</sup> El derecho a negociar acuerdos puede incluir mecanismos de

<sup>89</sup> AER-ACO Procedimientos operativos conjuntos para la consulta a las Primeras Naciones sobre actividades de recursos energéticos, junio 10, 2015. <https://www.aer.ca/documents/actregs/JointOperatingProcedures.pdf>

<sup>90</sup> B.C. Comisión de Petróleo y Gas, "Primeras Naciones: acuerdos y orientación de consulta", <https://www.bcogc.ca/first-nations/agreements-and-consultation-guidance>

<sup>91</sup> B.C. Comisión de Petróleo y Gas, "Programa de Educación Indígena" <https://www.bcogc.ca/first-nations/indigenous-education-program>

<sup>92</sup> B.C. Sector de recursos naturales, "Programa de enlace aborigen del sector de recursos nacionales (NRS): preguntas frecuentes," <https://www.bcogc.ca/node/13352/download>

<sup>93</sup> Tribunal Nacional de Titulares Nativos de Australia, "ILUA o el derecho a negociar el proceso" Una comparación para aplicaciones de viviendas mineras <http://www.nntt.gov.au/Information%20Publications/ILUA%20-%20The%20Right%20to%20Negotiate.pdf> página 3

compensación, empleo, capacitación y resolución de disputas, pero no puede incluir un acuerdo de participación en los beneficios. Estos acuerdos generalmente no están disponibles para el público.<sup>94</sup>

Las ILUA tardarán al menos seis meses en determinarse y dar lugar al aviso público y cualquier objeción que deba abordarse.<sup>95</sup> Las ILUA pueden incluir beneficios para titulares de títulos nativos, incluidos empleos y capacitación, acuerdos para desarrollos futuros, acuerdos de uso y acceso, así como también compensación. Estos acuerdos están registrados y disponibles para el público, pero es posible que no se hayan revelado detalles confidenciales.

Las recomendaciones que han surgido del informe de investigación TN incluyen requisitos adicionales para que las comunidades indígenas participen en consultas sobre desarrollos potenciales y existentes. Las recomendaciones incluyen el requisito de que las empresas desarrollen una evaluación integral de los impactos culturales de cualquier desarrollo de recursos de gas de "shale" en tierra y de qué manera se verán involucrados los grupos indígenas.

#### 2.1.3.4 Sismicidad inducida

La sismicidad artificial o inducida se ha atribuido a la fracturación hidráulica o pozos de inyección de aguas residuales que desencadenan fallas en áreas con desarrollo de recursos no convencionales. Ambas actividades inyectan agua y sustancias en el subsuelo a altas presiones. La mayoría de los eventos son menores (<3.0 en magnitud) y a menudo imperceptibles en la superficie, pero pueden causar daños estructurales a la infraestructura pública, propiedad personal o pozos vecinos. Muchas áreas que experimentaron una mayor actividad sísmica debido a pozos de fracking o eliminación tienen poca actividad sísmica natural.

Se han observado grupos de terremotos cerca de ciertos pozos en varias extensiones productivas. La cantidad de pozos que causan estos eventos es una pequeña fracción de los pozos en general. En los Estados Unidos, la mayoría de los problemas sísmicos se han producido en extensiones productivas ubicadas en la parte central del país, especialmente en Arkansas, Oklahoma, Kansas, Ohio, Arkansas, Texas y Colorado. Existe una variedad de programas de monitoreo que utilizan sistemas de monitoreo sísmico portátiles y fijos que a menudo son administrados por universidades locales y otros profesionales técnicos conjuntamente con el órgano con el regulador.

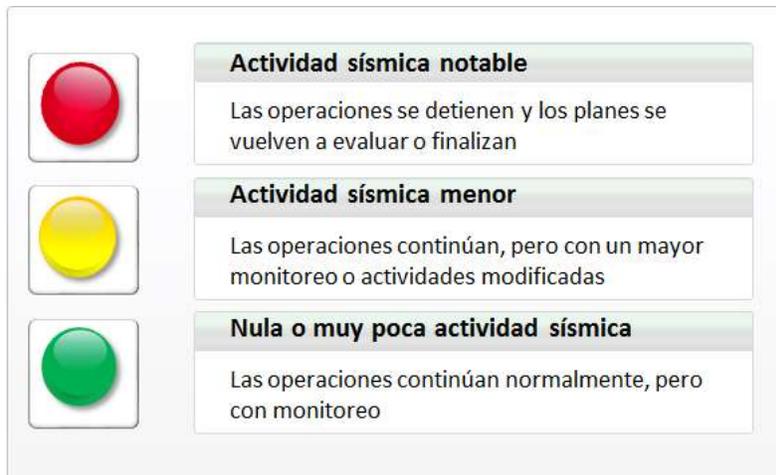
El Reino Unido, Oklahoma, Ohio, Illinois y Alberta han establecido un sistema de "semáforo" para monitorear y regular los posibles eventos sísmicos durante el fracturamiento hidráulico y la inyección. Este proceso establece un marco claro para monitorear y detectar sismicidad. Uno de los desafíos de este sistema es que los múltiples órganos reguladores en la jurisdicción deben definir las acciones a tomar en respuesta a diferentes niveles de sismicidad. Queensland, Australia ha implementado un sistema similar, pero actualmente solo lo ha aplicado a la fracturación hidráulica en sistemas geotérmicos mejorados<sup>96</sup>. Ver el gráfico a continuación que describe el programa del semáforo.

---

<sup>94</sup> *Ibid.*, page 8.

<sup>95</sup> *Ibid.*, page 3.

<sup>96</sup> Australia IESC y el informe de Fracturación Hidráulica del Departamento de Medio Ambiente, pp.40-41.



Fuente: IHS Markit

© 2018 IHS Markit

Oklahoma ha experimentado el mayor aumento de actividad sísmica, principalmente debido al mayor uso de pozos de eliminación de agua salada en el estado. En respuesta a los terremotos repetidos centrados en la formación Arbuckle, se cerraron inmediatamente 37 pozos de eliminación y se redujeron los volúmenes de inyección en otros. También estableció un nuevo sistema de monitoreo, perforación limitada en áreas sensibles, le otorgó al órgano regulador de petróleo y gas jurisdicción exclusiva sobre los pozos de inyección y exigió una revisión de sismicidad a todos los permisos de pozos.<sup>97</sup> El Consejo Coordinador de Actividad Sísmica fue creado para coordinar las comunicaciones de las partes interesadas e identificar brechas regulatorias.<sup>98</sup> Los miembros incluyen petróleo y gas, seguros, gestión de emergencias y órganos reguladores de energía, universidades y asociaciones comerciales.

Después de dos eventos sísmicos relacionados con la fracturación hidráulica, el Reino Unido estableció una moratoria de un año para estudiar los impactos de la fracturación hidráulica. Después de esta revisión, el Secretario de Estado emitió nuevos requisitos para pozos no convencionales que incluyen la identificación de riesgos sísmicos, la creación de programas de monitoreo y la implementación de un sistema de "semáforo" que podría limitar o detener las operaciones.

Columbia Británica y Alberta también llevaron a cabo estudios de áreas donde se observó actividad sísmica en el río Horn y Duvernay. Ambas provincias exigen que después de un evento sísmico, la producción solo pueda reanudarse si se han tomado medidas para mitigar cualquier riesgo a través de un plan formal y autorización.

En los EE. UU., California, el estado de EE.UU. con el mayor número de terremotos naturales, limita la fracturación hidráulica a un radio de cinco millas de un terremoto detectado hasta que se determine que la actividad de fracking no causó los problemas. Texas exige el envío de datos geológicos con las solicitudes de permisos y la comisión de ferrocarriles puede cerrar los pozos debido a la sismicidad. Pensilvania ha visto eventos sísmicos limitados debido a la cantidad limitada de pozos de eliminación existentes en el estado.

Tanto Argentina como Australia no cuentan con disposiciones reglamentarias específicas para la sismicidad inducida causada por las actividades de petróleo y gas. El informe de Investigación del Territorio del Norte ha recomendado la

<sup>97</sup> Comisión de la Corporación de Oklahoma, "Resumen de respuesta de terremoto", 24 de febrero de 2017, <http://www.occeweb.com/News/2017/02-24-17EARTHQUAKE%20ACTION%20SUMMARY.pdf>

<sup>98</sup> Oficina de la Secretaría de Energía y Medio Ambiente de Oklahoma, "Actividad sísmica en Oklahoma," <https://earthquakes.ok.gov/>

adopción de un sistema de "semáforo" similar al que se utiliza en el Reino Unido, así como la identificación de cualquier falla que pueda comprometer la integridad del pozo.<sup>99</sup> Las fallas identificadas tendrían que abordarse en el plan de diseño del pozo presentado para su aprobación por el órgano regulador y divulgado al público. Geo-ciencia en Australia supervisa e informa sobre la actividad sísmica. El Instituto Nacional de Previsión Sísmica de Argentina clasificó a la región de Vaca Muerta como un riesgo sísmico "reducido".

La siguiente tabla proporciona información sobre eventos sísmicos, medidas inmediatas de los órganos reguladores y mecanismos de monitoreo regulatorio para trece jurisdicciones.

Eventos sísmicos y respuesta regulatoria			
Jurisdicción	Eventos	Acción inmediata	Mecanismos de control regulatorio
Reino Unido	Dos eventos sísmicos en 2011 vinculados a la fracturación hidráulica	Moratoria de 1 año sobre fracturación hidráulica. Estudio realizado por British Geological Survey	El Secretario de Estado emitió requisitos regulatorios para la fracturación hidráulica que incluían requisitos para revisar los riesgos sísmicos, proporcionar al regulador un plan para abordar estos riesgos, llevar a cabo un monitoreo sísmico e implementar un sistema de "semáforo" que se utilizará para identificar inusual actividad sísmica que requiere una nueva evaluación o detención de las operaciones.
British Colombia	En 2009-2014, se detectaron eventos sísmicos inducidos cerca de las operaciones de petróleo y gas en las áreas de Horn River y Montney, aunque solo uno fue lo suficientemente significativo como para sentirse en la superficie.	OGC llevó a cabo dos estudios completos sobre sismicidad inducida en 2012 y 2014 y se atribuyó a fracturación hidráulica y pozos de inyección. OGC emitió nuevos requisitos de monitoreo en 2016.	Las reglamentaciones requieren que el operador informe inmediatamente los eventos sísmicos con ML > 4 o movimientos de terreno inusuales experimentados por personas dentro de los tres km de sus operaciones. Si se determina que el pozo del operador es la causa probable del evento (o movimiento del terreno), entonces el operador debe suspender inmediatamente las operaciones de fracturamiento hidráulico. Las operaciones solo se pueden reanudar con la implementación de un plan de mitigación. OGC debe aprobar este plan y otorgar permiso para reanudar las operaciones.  OGC monitorea 11 sismógrafos federales y provinciales en el noreste de BC, además de la información compartida por los operadores. Se requiere un informe de monitoreo de movimiento del terreno dentro de los 30 días de completar las actividades de fracturamiento.
Alberta	En 2014-15, se registró un conjunto de eventos sísmicos de magnitud 2.4-4.4 cerca del juego de pizarra de Duvernay.	En 2 meses, AER emitió una orden que requería monitoreo en el área.  Un mapa interactivo de monitoreo de eventos sísmicos está disponible en el sitio web de AER.	AER utiliza un panel de cumplimiento para el monitoreo sísmico y los requisitos de informes para los operadores de fracturación hidráulica en Duvernay, cerca de Fox Creek. El AER utiliza un sistema de "semáforo" que requiere que los operadores informen eventos sísmicos cuya magnitud sobrepasa 2.0 o superior y las operaciones deben cesar si el evento tiene una magnitud superior a 4. El AER permitirá que las operaciones se reanuden si están satisfechos con las medidas tomadas por el operador para reducir la probabilidad de una mayor sismicidad y se haya otorgado la autorización por escrito.  AER tiene una red de 40 estaciones de monitoreo sísmico
Argentina	Sin eventos sísmicos asociados con la perforación de gas de "shale"		La zona de la formación Vaca Muerta es considerada por el Instituto Nacional de Previsión Sísmica como riesgo sísmico "reducido", con el número 1, en una escala de 0 a 4 (0 corresponde a "muy reducido y 4 a" muy alto ") De hecho, en Vaca Muerta casi no hay sismicidad y hay muy pocas posibilidades de detectar terremotos inducidos por la estimulación hidráulica.
Australia	Australia tiene una actividad sísmica limitada. Sismicidad inducida solo asociada a		

<sup>99</sup> NT  
Informe de consulta, recomendaciones gubernamentales, páginas 4, 9.

Eventos sísmicos y respuesta regulatoria			
Jurisdicción	Eventos	Acción inmediata	Mecanismos de control regulatorio
	la fracturación hidráulica utilizada en actividades de energía geotérmica.		<p>Geoscience Australia supervisa, analiza e informa sobre terremotos significativos en Australia.</p> <p>En Queensland, las condiciones de la Autoridad Ambiental pueden exigir que los proponentes del gas de veta del carbón evalúen el historial sísmico de la región como un componente de su evaluación del riesgo de fracturación hidráulica. Se estableció un sistema de monitoreo de semáforos como la mejor práctica para la fracturación hidráulica en sistemas geotérmicos mejorados, pero no se ha aplicado a formaciones de "shale" o carbón.</p>
Texas	A partir de 2008, se observó un aumento de la actividad sísmica cerca del área de "shale" de Barnett	Estudios de universidades locales	<p>TexNet es una red de 43 estaciones sísmicas permanentes y 36 portátiles en todo el estado. Se creó un Comité Asesor Técnico conformado por la industria, académicos y órganos reguladores para asesorar a la legislatura.</p> <p>La Comisión de Ferrocarriles de Texas ahora exige que los operadores de los pozos de desecho presenten más información geográfica con sus solicitudes de permisos. Los permisos pueden ser modificados o cerrados debido a la sismicidad</p>
Oklahoma	Múltiples eventos sísmicos, los más grandes de 5,8 de magnitud, atribuidos a los pozos de eliminación.	Cierre de 37 pozos de eliminación y reducción de los volúmenes de inyección en otros pozos	<p>Los órganos reguladores establecieron un sistema basado en datos para monitorear la actividad sísmica y limitar las actividades de inyección en áreas con actividad sísmica conocida. Un evento de magnitud 2.5 requerirá un retraso obligatorio de al menos seis horas.</p> <p>Todos los pozos de inyección propuestos requieren una revisión de sismicidad antes de la aprobación del permiso.</p> <p>El Consejo Coordinador de Actividad Sísmica fue creado para coordinar las comunicaciones de las partes interesadas e identificar brechas regulatorias. Está compuesto por agencias estatales, universidades de investigación, asociaciones de petróleo y gas y grupos ecologistas, sitio web público que incluye información sobre recursos existentes, eventos sísmicos, etc.</p>
Arkansas	2008 enjambre de terremotos cerca de la pizarra de Fayetteville	La Comisión de Petróleo y Gas emitió una moratoria de nuevos pozos de disposición en el área afectada. Los 4 pozos activos en el área fueron taponados.	<p>La Red Sísmica de Arkansas consta de 9 estaciones sísmicas de banda ancha permanentes ubicadas en parques estatales que están integradas con redes de monitoreo sísmico regionales y nacionales. Requisito de que la actividad sísmica debe considerarse al permitir nuevos pozos de disposición.</p> <p>Los datos están disponibles en un sitio web público.</p>
Kansas	Incremento de eventos sísmicos en 2015-2017, principalmente en la formación Arbuckle	Se formó un grupo de trabajo de funcionarios competentes para estudiar la sismicidad inducida en el estado, que identificó los pozos de inyección como la causa. Kansas Corporation Commission (KCC) ordenó la reducción gradual de los volúmenes de inyección Arbuckle dentro de 5 zonas de alta sismicidad y la recopilación de datos de pozos.	<p>Después de notar una reducción en la sismicidad del orden original, KCC impuso restricciones a un área circundante mayor, pero permitió volúmenes más altos de inyección. Los operadores deben</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verificar las profundidades del pozo con el órgano regulador</li> <li>• Taponar de nuevo todos los pozos en la formación Arbuckle</li> <li>• Limitar la inyección a 16,000 barriles / día</li> <li>• Medir e informar volúmenes y presiones de inyección mensuales</li> <li>• Los pozos de inyección no pueden estar a una distancia inferior a 1/4 de milla</li> </ul> <p>Se imponen multas diarias de \$ 10,000 y se pueden cerrar los pozos en caso de infracción.</p>

Eventos sísmicos y respuesta regulatoria			
Jurisdicción	Eventos	Acción inmediata	Mecanismos de control regulatorio
Illinois	Ningún evento sísmico se atribuye directamente a las operaciones de petróleo y gas, pero una falla conocida se encuentra en el estado.		Illinois requiere un protocolo de semáforo para abordar el riesgo de sismicidad inducida en los pozos de inyección. El sistema también exige que la mitigación de un evento active la instalación de un sistema de monitoreo sísmico y la reducción de tasas o presiones. "Luz roja" de alerta para todos los pozos a una distancia de 10 millas del terremoto 4.0; Alerta de "Luz amarilla" para todos los pozos a una distancia de 6 millas de terremoto 2.0-4.0 Si el operador recibe tres alertas de "luz amarilla" en un año, debe reducir la inyección y comunicarse con el regulador. Si se trata de la tercera "luz amarilla" para el mismo pozo o la quinta en el año, las operaciones deben cesar inmediatamente.
Colorado	En la década de 1960, un enjambre de terremotos se produjo por la inyección de fluidos de desecho en el Arsenal de las Montañas Rocosas. Dos pozos en 2011 y dos en 2014 estaban potencialmente relacionados con la sismicidad.	Para el evento de 2014, la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Colorado suspendió la inyección durante 20 días y exigió un plan de inyección revisado.	En 2011, Colorado comenzó a exigir una revisión de sismicidad como parte de la solicitud de permiso de inyección. Los datos geológicos se deben usar para definir el potencial de sismicidad y la proximidad del sitio a fallas antes de la aprobación
California	California tiene una historia de terremotos. No se han relacionado directamente eventos sísmicos con fracturación hidráulica o pozos de inyección.		Los operadores deben monitorear el Sistema Sísmico Integrado de California desde el momento en que comienzan la fracturación hidráulica hasta 10 días después. Si se detecta un terremoto de 2.7 o mayor en un radio de 5 millas, se debe contactar al DOGGR para evaluar si el evento es la causa del terremoto. No se puede producir fracturación hidráulica dentro de un radio de 5 millas hasta tanto no haya llegado a una determinación.
Fuente: IHS Markit			© 2018 IHS Markit

### 2.1.3.5 Protección al ecosistema

Como cualquier actividad industrial, las operaciones de petróleo y gas pueden alterar el estado natural de los pozos que afectan a plantas y animales nativos. En los Estados Unidos, la Ley de Especies en Peligro (ESA) prohíbe la posesión, venta, importación o exportación de especies en peligro de extinción, así como la "captura" de una especie silvestre listada por una entidad privada o pública.<sup>100</sup> El lenguaje se interpreta ampliamente con "tomar" interpretada para incluir acciones indirectas, como el mantenimiento de un pozo. La violación de la ESA puede someter a un operador a una serie de sanciones civiles y penales.

Las compañías pueden aislarse de la responsabilidad a través del uso de un Acuerdo de Conservación del Candidato con Garantías (CCAA)<sup>101</sup> Una CCAA proporciona a los propietarios de propiedades participantes un permiso que contiene garantías de que si participan en ciertas acciones de conservación para las especies incluidas en el acuerdo, no se les exigirá que implementen medidas de conservación adicionales más allá de las de la CCAA. Si la especie figura en la lista, no se le impondrán limitaciones adicionales de uso de la tierra, el agua o los recursos, a menos que acepte

<sup>100</sup> U.S. Sección de la Ley de especies en peligro de extinción 3

<sup>101</sup> Donald Shandy, "Efecto del listado de la Ley de Especies en Peligro de Extinción sobre la Industria del Petróleo y Gas y la Opción CCAA", Colegio Americano de Abogados Ambientales, Abril 30, 2012, <http://www.acoel.org/post/2012/04/30/Effect-of-Endangered-Species-Act-Listing-on-the-Oil-and-Gas-Industry-and-the-CCAA-Option.aspx>

dichos cambios. También se usa un Acuerdo de Conservación del Candidato (CCA), pero no incluye protección contra requisitos de conservación adicionales.<sup>102</sup> Estos acuerdos se desarrollan con las distintas partes y el Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los EE. UU. (FWS) y pueden demorar entre seis y nueve meses, o más si se consideran complejos.

Ejemplos de especies bajo estos programas son la lagartija de dunas de arena en Texas y Nuevo México y el pollo menor de la pradera en Oklahoma, Texas, Nuevo México y Kansas. Para la lagartija de dunas de arena, que vive en la cuenca de Permian, las preocupaciones eran que las vibraciones de las actividades de la industria petrolera (perforación y transporte por carretera), así como algunas actividades agrícolas que podrían amenazar el hábitat de la lagartija. El Servicio de Pesca y Vida Silvestre de los EE. UU. estableció un CCAA en cuatro condados de Nuevo México donde se determinó que era el hábitat de la lagartija. El acuerdo incluyó limitaciones en el desarrollo de recursos cerca de hábitats de dunas existentes o potenciales, limitaciones de carreteras y otra infraestructura, limitaciones en la exploración sísmica, creación de planes de desarrollo y programas de mantenimiento para limitar la posible contaminación o daño y limitaciones en el uso de herbicidas en el área.<sup>103</sup> Un acuerdo similar, el Plan de Conservación de Texas (TCP), existe en Texas entre el FWS y la Contraloría de Cuentas Públicas de Texas, que requiere informes periódicos a FWS. En 2017, las actividades de cumplimiento asociadas con el TCP identificaron los posibles impactos de la extracción de arena para la actividad de petróleo y gas en el área del hábitat. Por lo tanto, varias compañías mineras de arena han modificado sus planes o se han suscrito al TCP después de consultas.<sup>104</sup> En Texas, se monitorea el cumplimiento del plan con las observaciones de campo, las visitas al sitio y las imágenes satelitales para identificar nuevas perturbaciones en el paisaje que luego se cotejan con el RRC y otros registros administrativos. Se publica un Informe anual sobre el plan de conservación de Texas.<sup>105</sup>

Pensilvania tiene un requisito para proteger sus ecosistemas en sus planes de gestión del agua presentados para cada proyecto no convencional. Requiere que se envíe un recibo del inventario de diversidad natural de Pensilvania (PNDI) con cada Plan de Gestión del Agua. El recibo PNDI se genera a través de una herramienta en línea e indicará que hay "Sin impactos", "Impactos potenciales", "Medidas de evasión" y / o "Medidas de conservación" dentro del área del proyecto.<sup>106</sup>

En Canadá y Argentina, los problemas de los ecosistemas están cubiertos como parte del proceso de licenciamiento ambiental para los permisos de exploración o producción. En Argentina, la declaración de impacto ambiental (EID) debe identificar todos los impactos ambientales previsible de cada proyecto. El plan de gestión ambiental (EMP) identifica y describe todas las acciones de prevención, mitigación y remediación que deben emprenderse, los cronogramas de trabajo correspondientes y el personal responsable de tales acciones. Las disposiciones reglamentarias de gestión y protección ambiental de Columbia Británica limitan las áreas de operación de petróleo y gas en áreas de hábitat de vida silvestre, ciertos hábitats de mamíferos de invierno, áreas sensibles a la pesca, bosques viejos, áreas de patrimonio

<sup>102</sup> U.S. Servicio de Pesca y Vida Silvestre, "Acuerdos de conservación de los examinados", octubre 2017, <https://www.fws.gov/endangered/esa-library/pdf/CCAs.pdf>

<sup>103</sup> Servicio de Pesca y Vida Silvestre de EE. UU., "cartilla de lagartija sagebrush (Lagarto de Dunas de Arena)", [https://www.fws.gov/southwest/es/newmexico/documents/Dunes\\_Sagebrush\\_Lizards\\_Handout.pdf](https://www.fws.gov/southwest/es/newmexico/documents/Dunes_Sagebrush_Lizards_Handout.pdf)

<sup>104</sup> <https://search.comptroller.texas.gov/viewer/index.jsp?start=0&proxy=%2F&sessionid=b694e9be-d95a-4a82-bd63-83800e06538a>

<sup>105</sup> Contralor de cuentas públicas de Texas, "Suplemento al informe mensual de Julio 2017 del plan de conservación para las lagartijas de dunas Sagebrush en Texas de (TCP) presentada al servicio de pesca y vida silvestre de los EE. UU. : Actividades que no son parte del TCP que alteran las superficies y afectan el hábitat de las lagartijas en Texas, "agosto 10, 2017, <http://comptroller.texas.gov/programs/species-economy/docs/monthly-report-supp.pdf>

<sup>106</sup> Oficina de operaciones de campo del departamento de protección ambiental de Pensilvania, "Política para la coordinación del Inventario de diversidad natural de Pensilvania (PNDI) durante la revisión y evaluación de permisos (021-0200-001), Mayo 25, 2013, <http://www.depgreenport.state.pa.us/elibrary/GetDocument?docId=7724&DocName=021-0200-001.pdf>

cultural o recursos.<sup>107</sup> Además, se deben realizar esfuerzos razonables para evitar la introducción de plantas invasoras debido a las operaciones de petróleo y gas.<sup>108</sup>

En Alberta, AER ha publicado un manual, *Principios para Minimizar las Perturbaciones Superficiales Nativas en las Áreas de Pradera Nativa y de Parkland*. Los principios rectores son evitar perturbaciones en la pradera nativa siempre que sea posible y minimizar las perturbaciones de no serlo (por ejemplo con perforación invernal o perforación con perturbaciones mínimas), actividades de tiempo para minimizar los impactos, reducción de efectos acumulativos y planificación extensa de pre-desarrollo. La protección del ecosistema es parte del proceso de aprobación del permiso y aprobación ambiental. El informe de consulta del TN abordó varios temas relacionados con la biodiversidad y la salud de los ecosistemas, aunque reconoció que hay una falta de información integral y sistemática sobre la biodiversidad del territorio debido a su gran tamaño y lejanía.<sup>109</sup> Los principales problemas identificados fueron la introducción de especies invasoras, la limpieza de la vegetación, el daño a las especies nativas, el aumento de la amenaza de incendios debido al incremento de las actividades y otros impactos a la vida silvestre debido al crecimiento de las actividades.<sup>110</sup> El informe sugirió emprender una evaluación regional de referencia ambiental para entender mejor la comprensión de la biodiversidad en TN alentar la colocación de infraestructura e instalaciones para tomar en cuenta el manejo de incendios, mitigar cualquier daño a la vegetación nativa y establecer sistemas de monitoreo para evitar la introducción de especies invasoras o daño a especies nativas. Se requeriría una importante participación y coordinación del regulador. Por ejemplo, para limitar las especies invasoras, los equipos y vehículos que ingresan al área necesitarían ser monitoreados y los corredores de infraestructura compartidos deberían coordinarse entre los operadores en el área. Las sugerencias del informe final recomiendan que se lleve a cabo una evaluación regional estratégica ambiental y de referencia (SREBA) para la cuenca Beetaloo que caracteriza los ecosistemas acuáticos, subterráneos, dependientes del agua subterránea, el impacto de especies invasoras, el daño potencial a las especies nativas, la identificación de hábitats críticos, y que las evaluaciones de biodiversidad se realicen antes de cualquier aprobación de producción.<sup>111</sup> Además, cualquier desarrollo de gas de “shale” estaría limitado en áreas de “alto valor de conservación”.<sup>112</sup> También se recomienda que los pozos se espacien al menos a 2 km de distancia y las instalaciones necesarias se ubiquen de modo de limitar el impacto en la amenidad del paisaje.<sup>113</sup>

Los órganos reguladores deberían emprender programas para disminuir el impacto en el ecosistema y al mismo tiempo permitir el desarrollo. Los programas de monitoreo, las restricciones sobre la introducción de plantas invasoras y la rehabilitación de sitios de pozos se pueden usar con éxito.

### 2.1.3.6 Tráfico y daños causados a las carreteras

Las preocupaciones sobre el tráfico y el uso de caminos generalmente no están bajo la jurisdicción del órgano regulador de petróleo y gas, sino bajo la jurisdicción de municipalidades, gobiernos regionales o el departamento de transporte.

Las carreteras locales en la mayoría de las áreas con desarrollo de recursos de “shale” están diseñadas para tráfico de bajo volumen y peso ligero con muchas carreteras secundarias hechas de grava o asfalto. El desarrollo de recursos de “shale” requiere maquinaria pesada y equipo (camiones de agua, plataformas, arena, tuberías, etc.) que causarán

<sup>107</sup> BC Regulaciones de Protección y Manejo del Medio Ambiente, §6-7

<sup>108</sup> BC Regulaciones de Protección y Manejo del Medio Ambiente §15

<sup>109</sup> NT Borrador del informe final de la investigación page 24-26.

<sup>110</sup> *Ibid.*, page 24.

<sup>111</sup> NT Informe de la investigación, recomendaciones gubernamentales p 12-13

<sup>112</sup> *Ibid.*, page 10-11

<sup>113</sup> *Ibid.*, p 14

desgaste excesivo a las carreteras. Las demoras excesivas y las malas condiciones del camino pueden aumentar los costos del operador y pueden desalentar la inversión.

Los condados y municipios con actividad de "shale" tienen ingresos tributarios modestos al inicio de estos desarrollos, aunque el daño y el tráfico en las carreteras prevalecen en la fase de perforación y terminación. Existe un desfase entre el momento en que ocurre el daño y cuándo reciben algún beneficio monetario los municipios de la producción de petróleo y gas en la región. La congestión del tráfico también es un problema en estas regiones. En 2012, en medio del auge de las rocas de "shale", Texas vio un aumento del 6% en los accidentes y un aumento del 13% en las muertes en las cinco áreas principales de "shale".<sup>114</sup>

En el condado de DeWitt, Texas, que se superpone a la extensión productiva de "shale" de Eagle Ford, los costos de reparación y mantenimiento de carreteras se estiman en \$ 133,000 por pozo.<sup>115</sup> Los funcionarios locales en el condado negociaron una tarifa de \$ 8000 por pozo para ayudar a reparar las carreteras del condado.

Para compensar el daño de la carretera por parte de transportistas pesados, Pensilvania firma acuerdos de mantenimiento con grandes usuarios y transportistas. Estos acuerdos incluyen un requisito de fianza, la presentación de un plan de mantenimiento, inspecciones periódicas de las condiciones de la carretera y reparaciones oportunas a medida que surgen riesgos.<sup>116</sup> Tanto Pensilvania como Texas se han dirigido a las regiones productoras de energía para recibir los fondos recaudados de los crecientes ingresos del petróleo y el gas. La legislatura de Texas también ha dedicado una parte de los ingresos fiscales a la reparación y mantenimiento por rupturas de petróleo y gas en carreteras situadas en áreas con mayor producción de energía. La tasa de Impacto de Pensilvania, que se cobra en todos los pozos no convencionales, proporciona una parte de los fondos a las localidades de la extensión productiva de "shale" de Marcellus para ayudar a mitigar los impactos de la perforación en la comunidad. En 2016, la mayoría de los gastos de estos condados y municipios se destinaron a infraestructura pública, preparación para emergencias y programas de seguridad pública.<sup>117</sup>

Otros gobiernos han usado nuevos desarrollos de recursos no convencionales para conectar áreas remotas a centros de transporte. En Columbia Británica, las operaciones de petróleo y gas están en áreas remotas, muchas de ellas sin carreteras directas. Se requieren permisos específicos de carretera para modificar o construir caminos y el permiso transmite la obligación de mantener u operar el camino de manera segura. Columbia Británica también tiene varios programas dirigidos al desarrollo de caminos rurales. El Programa de Mejoramiento de Caminos Rurales de Petróleo y Gas (OGRRIP) financia proyectos de infraestructura vial y ayuda a la industria a explorar y extraer gas natural mediante la construcción de carreteras sólidas que puedan manejar el tráfico industrial. Desde 2001, el programa OGRRIP ha mejorado unos 2500 kilómetros de carreteras y puentes que son utilizados ampliamente por la industria del petróleo y el gas en el noreste de Columbia Británica. El programa también ayuda a mitigar los impactos negativos del uso industrial de las carreteras, como las preocupaciones por el polvo y las superficies cada vez más ásperas para los residentes locales. En 2004, Columbia Británica también conformó una asociación público-privada para la construcción de una

<sup>114</sup> Departamento de Transporte de Texas, "Comunicado de prensa: se aprobaron nuevos fondos para reparaciones en carreteras dañadas en áreas energéticas prosperas que experimentaron un crecimiento sin precedentes", diciembre 19, 2013, <http://www.txdot.gov/inside-txdot/media-center/statewide-news/2013-archive/073-2013.html>

<sup>115</sup> DeWitt County Tribunal de comisionados "Estudios de asignación de costos de daños viales," Junio 27, 2012. <https://archive.org/details/394935-dewitt-county-road-damage-cost-allocation-study>; TXDOT comunicado de prensa

<sup>116</sup>

Departamento de Transporte de Pensilvania, "Exceso de Acuerdo de Mantenimiento", <http://www.penndot.gov/ProjectAndPrograms/PostedBondedRoadway/Pages/excessMaintenanceAgreement.aspx>

<sup>117</sup> Comisión de Servicios Públicos de Pensilvania, "Distribuciones de tarifas de impacto a los gobiernos estatales y locales" [http://www.puc.state.pa.us/filing\\_resources/issues\\_laws\\_regulations/impact\\_fee\\_collection/impact\\_fee\\_distribution\\_state\\_local\\_gov.aspx](http://www.puc.state.pa.us/filing_resources/issues_laws_regulations/impact_fee_collection/impact_fee_distribution_state_local_gov.aspx)

importante carretera de 188 km en el noreste de Columbia Británica para ser utilizada principalmente por usuarios de petróleo y gas pero abierta al público.<sup>118</sup>

Columbia Británica también tiene un programa de infraestructura de derechos de crédito en la cual los proyectos viales y de ductos se seleccionan a través de un proceso de licitación competitivo en el que se evalúa la capacidad de abrir nuevas áreas de exploración de petróleo y gas. Los proyectos deben estar completamente financiados y completados en los tres años posteriores al acuerdo antes de que se pueda aplicar la deducción de regalías. Las deducciones pueden ser de hasta el 50% de los costos totales de construcción.<sup>119</sup>

En Argentina, el daño vial causado por el desarrollo de la extensión productiva de Vaca Muerta causó perjuicios y tráfico significativos para la región. Los gobiernos nacional y provincial establecieron el proyecto “ruta del petróleo” para mejorar, construir y reparar 630km de vías en la región de Vaca Muerta a un costo de US \$ 208 millones.<sup>120</sup> Además, el gobierno nacional y varias compañías petroleras establecieron una asociación pública y privada para mejorar la conexión ferroviaria a la costa atlántica a un costo de \$ 1,200 millones.<sup>121</sup>

El Territorio del Norte ha reconocido el uso potencial de las carreteras y los problemas de tráfico relacionados con los desarrollos de recursos de petróleo y gas. El proyecto del informe reciente sobre fracturación hidráulica sugiere que cualquier desarrollo de recursos de “shale” debería combinarse con planes para mejorar las redes viales y ferroviarias si los volúmenes de tráfico comienzan a obstaculizar a otros usuarios en la provincia.<sup>122</sup> Las recomendaciones del gobierno de TN incluyen una evaluación del tráfico de vehículos pesados en el sistema de transporte y el desarrollo de un plan de gestión para mitigar cualquier impacto negativo. Los patrones de tráfico pronosticados, el uso potencial de las líneas ferroviarias existentes y las actualizaciones deben hacer parte del plan de gestión<sup>123</sup>. También se recomendó que los impactos del tráfico y la infraestructura se incluyeran en la evaluación del impacto social que se requeriría para cualquier aplicación. El mantenimiento de las carreteras y los costos de reparación de las carreteras en esta infraestructura compartida se evaluarían sobre una base de tonelaje para las empresas que participen en desarrollos de “shale”. Las consideraciones de seguridad y los programas de monitoreo se establecerían a través de acuerdos de uso de caminos con el gobierno territorial.<sup>124</sup>

En el Reino Unido, la aplicación de planificación que la empresa Cuadrilla Resources presentó para sus sitios no convencionales fue rechazada originalmente debido a su plan de gestión del tráfico. Inicialmente, se planificó limitar los niveles de tráfico a un máximo de 25 vehículos de mercancías pesadas (HGV) por día para los períodos pico con el número promedio de vehículos pesados durante el período operativo de perforación y fracturación de tan solo 5 HGV

---

<sup>118</sup> Gobierno de BC., “Sierra Yoyo Desan Road,” <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/natural-gas-oil/oil-gas-royalties/royalties-royalty-programs/sierra-yoyo-desan-road>

<sup>119</sup> Ministerio de Energía, Minas y Gas Natural de BC, “Descripción del programa de créditos inmobiliarios de infraestructura de Columbia Británica” <http://www.empr.gov.bc.ca/SiteCollectionDocuments/Objectives%20and%20Requirements%20of%20the%20Program.pdf>

<sup>120</sup> El Inversor, “Neuquén anuncia obras viales por \$ 4.100 millones en la Ruta del Petróleo,” <https://www.inversorenergetico.com.ar/neuquen-anuncia-obras-viales-por-4-100-millones-en-la-ruta-del-petroleo/>

<sup>121</sup> enelSubte.com, “Tren a Vaca Muerta: así es el primer proyecto público-privado para ferrocarriles,” <http://enelsubte.com/noticias/tren-a-vaca-muerta-asi-es-el-primer-proyecto-publico-privado-para-ferrocarriles/>

<sup>122</sup> Borrador del informe de investigación del TN, reporte final, páginas 26-27

<sup>123</sup> Informe de investigación del TN, recomendación gubernamental páginas 14.

<sup>124</sup> Informe de investigación del TN, recomendaciones gubernamentales paginas 19-20.

por día.<sup>125</sup> El Plan de manejo del tráfico revisado y aprobado se aprobó a fines de 2017 tras apelar al secretario de estado e incluyó tres rutas de acceso para minimizar las interrupciones en la comunidad.<sup>126</sup>

### 2.1.3.7 Problemas sociales

Las comunidades locales a menudo enfrentan desafíos con la afluencia de trabajos de construcción y operaciones vinculados a las inversiones en petróleo y gas. La ciudad de Añelo, que se superpone a la obra de Vaca Muerta, ha experimentado un aumento dramático en la población, sobre todo de los viajeros diarios de la capital provincial. El desarrollo acelerado provocó la escasez de alimentos y viviendas, la escasez de mano de obra en las industrias no energéticas que pagan menos, los servicios locales y las carreteras sobrecargadas, y exacerbó muchos vicios sociales como las drogas y el alcohol.<sup>127</sup> Para remediar este problema, la ciudad de Añelo se asoció con YPF y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) para crear un plan de acción para el crecimiento sostenible de la ciudad para ser aplicado a corto, mediano y largo plazo.<sup>128</sup>

Problemas similares surgieron en las extensiones productivas no convencionales desarrolladas en los Estados Unidos. La extensión productiva de Bakken, ubicada en Dakota del Norte, experimentó una escasez significativa de viviendas y escasez de personal para la fuerza laboral no energética. En 2013, hubo un 99% de ocupación de viviendas en el área de Williston. Esto presionó la infraestructura de la ciudad y creó desafíos para la vivienda asequible para los residentes permanentes del área. En 2016, la actividad se desaceleró con la caída en los precios del petróleo, y hubo un exceso de construcción de nuevos hoteles y viviendas de departamentos. En un esfuerzo por apoyar la economía local, el gobierno de Williston buscó terminar con los campamentos temporales de personal y trasladar a los trabajadores a viviendas locales permanentes, encontrándose con la oposición de la industria petrolera.<sup>129</sup>

El informe de investigación del Territorio del Norte planteó inquietudes sobre personal "fly in-fly out" que podría ser utilizada para trabajo en lugar de la comunidad local. La compañía de energía australiana Origin Energy, que planea perforar en el área, incluyó una declaración de contenido local en su comentario público, pero hay escepticismo en la comunidad.<sup>130</sup> Surgieron problemas adicionales sobre las preocupaciones en la reducción de los valores de la propiedad como se había visto en Queensland después de que se presentaran desarrollos de recursos de gas en la veta de carbón.<sup>131</sup> En sus sugerencias, el informe de investigación sugirió que cualquier evaluación de impacto social evalúe los impactos a largo plazo al igual que los requisitos de vivienda para mitigar los precios o la escasez de bienes inmuebles, de igual forma fomentar el suministro de bienes y servicios de la región y las empresas locales.<sup>132</sup>

### 2.1.3.8 Manejo de olores

Las operaciones de petróleo y gas tienen la tendencia a producir olores fuertes que pueden ser desagradables para la comunidad. Los olores excesivos también pueden indicar que existen otros problemas ambientales u operacionales en el sitio. Además, los olores, especialmente los eventos prolongados o repetidos, generarán inquietudes en la comunidad

<sup>125</sup> <https://cuadrillaresources.com/media-resources/press-releases/3213-2/>

<sup>126</sup> Tim Aldred, "Los planes de la cuadrilla de Rosechacre Wood se abren para consulta pública", Lancashire Business Revisado, noviembre "30, 2017, <https://www.lancashirebusinessview.co.uk/cuadrillas-roseacre-wood-plans-open-public-consultation-100048/>

<sup>127</sup> *El informe de la opinión pública*, 29

<sup>128</sup> Fundación YPF, "Añelo Sostenible: Innovación para la planificación de la ciudad," [http://www.fundacionypf.org/Documents/Publicaciones/Plan\\_de\\_accion\\_Anelo.pdf](http://www.fundacionypf.org/Documents/Publicaciones/Plan_de_accion_Anelo.pdf)

<sup>129</sup> Zach Koppang, "La industria del petróleo se reúne en defensa de los campamentos de personal Bakken," Energy Media Group, 15 de marzo, 2016, <http://eaglefordtexas.com/news/id/164822/oil-industry-rallies-defense-bakken-crew-camps/>

<sup>130</sup> Informe de investigación de TN, reporte final, page 344

<sup>131</sup> *Ibid.*, página 345

<sup>132</sup> Informe de impacto del TN, recomendaciones del gobierno, pagina 20.

y generarán desconfianza entre los operadores y los órganos reguladores. Las disposiciones reglamentarias que cubren actividades industriales generales pueden ser suficientes para gestionar estas quejas. Los órganos reguladores deben tener disposiciones reglamentarias vigentes y estar preparados para responder rápida y exhaustivamente a las quejas.

Alberta ha establecido un programa de control de olores en los sitios de petróleo y gas en la provincia. Los olores "irrazonables" del venteo y las emisiones fugitivas no están permitidos fuera del límite de la concesión. Lo razonable es determinado por un representante de AER mediante la evaluación de la frecuencia, la proximidad a las mejoras y desarrollos de la superficie, la duración o la resistencia. Una vez que se ha recibido una queja el inspector de AER recopila evidencia a través del equipo de monitoreo y visita el sitio para determinar la fuente, la intensidad y el impacto de los olores. Después de evaluar la situación, las acciones de cumplimiento se llevarán a cabo en función de la historia del operador, el impacto en las áreas circundantes, la frecuencia de olor y la fuerza.

En Texas, TCEQ brinda una respuesta acelerada a los olores asociados con las actividades relacionadas con el petróleo y el gas natural si la presunta fuente de la queja fue objeto de condiciones de molestias olorosas en los últimos 12 meses. En este caso, el personal regional llevará a cabo una investigación in situ en el plazo de un día hábil a partir de la recepción de la queja por parte de la oficina regional de TCEQ. Todas las demás quejas relacionadas con el petróleo y el gas natural dentro de la jurisdicción de TCEQ serán priorizadas e investigadas de acuerdo con los procedimientos operativos estándar de operaciones de campo (SOPs).<sup>133</sup> La evidencia recopilada por los inspectores se enfoca en la frecuencia, intensidad, duración y ofensividad (FIDO).

Columbia Británica tiene una línea directa de quejas disponible las 24 horas para que los residentes la usen cuando se producen reclamos molestos como olor, derrames, ruido y quema de antorchas. BCOGC tiene una ventana de respuesta de dos horas para que un inspector investigue estos reclamos.<sup>134</sup>

Los órganos reguladores deben establecer un programa de monitoreo y cumplimiento para gestionar los problemas de olores. Las respuestas deben ser rápidas y deben evaluar la frecuencia, intensidad, duración y ofensividad de los problemas informados. Los infractores reincidentes deben ser multados y alentados a modificar sus prácticas.

### 2.1.3.9 Relaciones con la comunidad

En Argentina, la oposición de la comunidad local a los proyectos en Vaca Muerta no está relacionada con preocupaciones ambientales, sino con ambiciones económicas. Los residentes locales estaban molestos por las oportunidades de empleo limitadas en el desarrollo de Vaca Muerta y exigían una mayor inclusión en la fuerza laboral. Surgió un conflicto entre residentes, ciertos sindicatos y el YPF. El primero bloqueó las carreteras para evitar que los empleados llegasen a las estaciones de trabajo en diferentes pozos. Este conflicto llevó a la inclusión de 400 residentes en la fuerza laboral de Vaca Muerta.<sup>135</sup>

La ley existente en el sur de Australia establece una compensación para los propietarios sobre la base de 'no estar peor'. El sur de Australia está experimentando con un programa para compartir los ingresos de regalías con los propietarios proporcionando nuevas fuentes de ingresos y así complementar el flujo local de ingresos agrícolas y turísticos. La primera aplicación del programa será una nueva licencia exploratoria en la cuenca de Otway ofrecida en un proceso de licitación competitivo. Parte de la motivación es aumentar la producción doméstica de gas para el este de Australia, pero el nuevo programa ampliará el incentivo financiero para la cooperación entre los propietarios.

<sup>133</sup> Comisión de Calidad Ambiental de Texas, "¿Qué pasa si su Queja es sobre un olor?" [https://www.tceq.texas.gov/compliance/complaints/odor\\_complaint.html](https://www.tceq.texas.gov/compliance/complaints/odor_complaint.html)

<sup>134</sup> Comisión de gas y petróleo de BC, informe de seguridad pública 2001-2012," <https://www.bcogc.ca/node/11108/download>

<sup>135</sup> *El reporte de opinión pública*, 37

El programa PACE de devolución de regalías inicialmente compartirá el 10% de las regalías pagadas cada seis meses a los propietarios de terrenos que se superponen a un campo petrolífero que ha entrado en producción.<sup>136</sup> El pago será en proporción a la tierra que se superpone al campo.<sup>137</sup> Los acuerdos negociados entre operadores y propietarios sobre las instalaciones se consideran por separado.

En sus sugerencias, el informe de investigación del TN recomienda que la comunidad se involucre temprano con los operadores y que el gobierno y los operadores trabajen juntos para fomentar el abastecimiento local de bienes, mano de obra, capacitación y otras oportunidades de negocios en el área que circunda los desarrollos de recursos no convencionales. Esto incluye el desarrollo y el conocimiento de las necesidades laborales, de capacitación y de las empresas de servicios en las primeras etapas del proceso de desarrollo para brindar a la comunidad local la oportunidad de adquirir habilidades, empleo, certificaciones y oportunidades comerciales. Además, los gobiernos a nivel local y nacional deben garantizar que la comunidad reciba los beneficios de los ingresos por regalías y los beneficios impositivos de cualquier desarrollo de gas de "shale".<sup>138</sup>

Para obtener una autorización de fracturación hidráulica en el Reino Unido, el operador debe consultar con la comunidad local a través de la Autoridad de Planificación de Minerales (MPA). UKOOG ha establecido un chárter de la industria para la participación de la comunidad local. Su esquema de beneficio comunitario en la producción de "shale" en el que los operadores acordaron proporcionarle a la comunidad local un estipendio de £ 100,000 por pozo y la fracturación hidráulica se lleva a cabo en la fase de exploración, independientemente de si se encuentran reservas recuperables. Además, durante la fase de producción, el 1% de los ingresos se compartirán con la comunidad, con 2/3 a la comunidad local y 1/3 a nivel de condado.<sup>139</sup>

Además de proporcionar fondos, los operadores deben detallar su plan de participación comunitaria y mantener a la comunidad informada durante todo el proceso a través de un enlace con la comunidad. El gobierno también ha anunciado que el 100% de las tarifas comerciales de los sitios de gas de "shale" se destinará a los consejos locales.<sup>140</sup>

### 2.1.3.10 Ruido

Al igual que el olor, la contaminación acústica puede tensar la relación de las comunidades locales con los productores. El olor excesivo de las operaciones industriales afecta la calidad de vida en la comunidad y tensará las relaciones con las comunidades, particularmente si la comunidad no siente que sus inquietudes son escuchadas y reconocidas por los órganos reguladores o la industria.

Tanto BC como Alberta requieren un equilibrio entre el disfrute pacífico de los propietarios y los usuarios y la industria cuando se evalúan problemas de ruido y tienen programas similares de supervisión y cumplimiento. No regulan el ruido de los camiones. Niveles de sonido permisibles de 40 dBA en la noche a 1.5 km de la línea de cerca de la instalación si no hay viviendas más cercanas con una asignación de 10 dBA adicionales durante el día. La ubicación de las instalaciones debe considerar el impacto en la propiedad adyacente. Todas las nuevas instalaciones deben completar una evaluación de impacto de ruido (NIA), pero las plataformas de perforación y mantenimiento están exentas de NIA, por su temporalidad. Los planes de gestión de ruido deben estar implementados en cada sitio con el objetivo de seguir las mejores prácticas de la industria. Para las actividades de perforación y servicio, el titular de la licencia es responsable

<sup>136</sup> Gobierno del sur de Australia, "Incentivos de gas en Sur Australia" <http://ourenergyplan.sa.gov.au/sa-gas-incentives>

<sup>137</sup> Gobierno del Sur de Australia Departamento del Premier y el Gabinete, "Devolución de regalías de Oil & Gas " [http://petroleum.statedevelopment.sa.gov.au/\\_data/assets/pdf\\_file/0009/308853/PACE\\_Royalties\\_for\\_LANDOWNERS.pdf](http://petroleum.statedevelopment.sa.gov.au/_data/assets/pdf_file/0009/308853/PACE_Royalties_for_LANDOWNERS.pdf)

<sup>138</sup> Informe de consulta del TN, recomendaciones gubernamentales páginas 22-23.

<sup>139</sup> Petróleo y gas en tierra, Reino Unido, "comunidad" <http://www.ukoog.org.uk/community>

<sup>140</sup> *Ibid.*

del control del ruido en el sitio del pozo. El cumplimiento con respecto al ruido de la actividad de perforación y servicio se evalúa solo en base a quejas. AER y BGOGC pueden realizar sondeos y auditorías integrales y aleatorias en las instalaciones o responder a las quejas.

Columbia Británica tiene una línea de quejas para reclamos por molestias. BCOGC fija un tiempo de dos horas para responder.<sup>141</sup> Las quejas de ruido en Texas se manejan a nivel local

Al revisar sus disposiciones reglamentarias de petróleo y gas, Pensilvania optó por no especificar los niveles de ruido en las instalaciones de petróleo y gas, a pesar de las solicitudes del público. En cambio, el DEP consideró que el ruido y otros problemas molestos, como la iluminación, la altura de la estructura o la esgrima son un problema común para todas las industrias. La ley de Pensilvania prohíbe que los niveles de ruido excedan 60 dBA en la línea de propiedad más cercana.<sup>142</sup>

En el Reino Unido, los funcionarios de planificación están a cargo de monitorear los niveles de ruido. Los factores considerados por la Autoridad de Planificación Mineral (MPA) son:

- Determinar que el nuevo desarrollo de recursos sea apropiado para su ubicación
- Establecer condiciones para mitigar cualquier impacto adverso sobre la salud y la calidad de vida
- Proteger las áreas tranquilas que no han sido perturbadas por el ruido
- Reconocimiento de que la explotación producirá ruido y limitará las restricciones irrazonables debido a los cambios en el uso de la tierra

En su solicitud para los próximos sitios de perforación en el Reino Unido, Cuadrilla Resources se encontró con la resistencia de los funcionarios de planificación con respecto al nivel de ruido nocturno y las inquietudes sobre el tráfico. Después de la consulta, Cuadrilla se comprometió a reducir el ruido al nivel de no más de 39 dB en la propiedad residencial más cercana, que es 3 dB inferior a las operaciones de perforación anteriores.

El Territorio del Norte regula tanto la construcción como el ruido de la carretera. La autoridad de protección del medio ambiente de TN ha establecido directrices para el ruido de la construcción. Se permiten niveles de ruido de hasta 7 dBA para sitios industriales en actividades de construcción. Las actividades de construcción están permitidas para programar eventos de ruido, pero se requiere un aviso de 48 horas a las instalaciones vecinas. Si el ruido se produce fuera de lo programado, se debe registrar un plan de gestión de ruido que incluya estrategias de manejo y de mitigación en eventos programados o con umbrales de ruido por encima de lo indicado.<sup>143</sup> El ruido del tráfico es supervisado por el departamento de transporte de TN, que ha establecido niveles de ruido para las propiedades adyacentes.<sup>144</sup>

## 2.1.4 Procesos de obtención de permisos

### 2.1.4.1 Argentina

<sup>141</sup> Informe de seguridad de petróleo y gas en BC.

<sup>142</sup> 58 PA Código §3304

<sup>143</sup> Normas de Australia, "AS 2436-2016: "Guía de control de ruido y vibraciones en sitios de construcción, mantenimiento y demolición "

<sup>144</sup> Normas de Australia, "AS 2702-1984: Acústica - Métodos para la medición del ruido del tráfico rodado "y" AS 3671-1989: Acústica - Intrusión de ruido del tráfico rodado - Construcción de emplazamiento y construcción".

Neuquén utiliza un proceso de licitación competitiva para sus concesiones de hidrocarburos. Estos se otorgan mediante decreto emitido por la rama ejecutiva provincial. Los permisos de exploración otorgan un derecho exclusivo para producir los hidrocarburos descubiertos. La Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos debe ser notificada sobre cualquier descubrimiento de hidrocarburos dentro de los 30 días siguientes a dicho descubrimiento, a lo que le seguirá otra notificación en un plazo de otros 30 días si el descubrimiento se considera comercialmente viable. Los operadores que tengan el objetivo de producir hidrocarburos no convencionales deben obtener una concesión de explotación no convencional de hidrocarburos que será otorgada por la autoridad competente en un plazo de 60 días.

Para solicitar un permiso de exploración, se debe presentar la siguiente información: 1) documentos que demuestren capacidad técnica, económica y financiera; 2) programas de desarrollo y compromisos de inversión; 3) una garantía financiera; y 4) un informe ambiental. La Subsecretaría de Medio Ambiente requiere que el informe ambiental se presente antes de otorgar de una licencia ambiental.

El informe ambiental debe incluir una declaración de impacto ambiental y un plan de gestión ambiental para identificar las consecuencias ambientales y los esfuerzos de mitigación. Los requisitos adicionales para proyectos no convencionales incluyen 1) una descripción del proceso de tratamiento de aguas de retorno; 2) una declaración jurada sobre la mezcla química del agua utilizada para la fracturación hidráulica; 3) pre aprobación (visado) por parte de la Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos; 4) autorización de uso de agua y aguas residuales emitida por la Subsecretaría de Recursos Hídricos; y 5) una descripción de los pozos y hoyos de almacenamiento de agua.

Antes del inicio de las actividades, los operadores deben obtener un certificado de aptitud ambiental de la actividad hidrocarburífera, emitido por la Subsecretaría de Ambiente luego de una inspección in situ. La inspección es realizada por el organismo o las autoridades municipales con el fin de verificar el cumplimiento de los informes ambientales.

**Proceso de Permiso de Exploración**



**Proceso de Licenciamiento Ambiental**



Se debe obtener un certificado de competencia ambiental para las actividades de hidrocarburos en un plazo de 180 días a partir del inicio de las operaciones. El plan de gestión ambiental y un estudio ambiental básico deben ser presentados. Se lleva a cabo una inspección in situ, y si todo va según el informe ambiental, la Subsecretaría de Medio Ambiente emite el certificado mencionado anteriormente, que deberá renovarse anualmente. Para renovar el CECHA, la inspección anual debe probar el cumplimiento con el PMA, se debe presentar un informe anual sobre el monitoreo ambiental y el PMA debe actualizarse para mostrar los objetivos alcanzados y cualquier acción nueva que se tome para

mitigar los impactos ambientales. Tanto el certificado como la licencia ambiental deben estar registrados en el Registro de Control Ambiental de la Actividad Hidrocarburífera.<sup>145</sup>

#### 2.1.4.2 Texas

En Texas, no existe un proceso específico para la obtención de permisos para pozos no convencionales; se usa el mismo proceso que se aplica a los pozos convencionales. Los permisos de perforación requieren el uso de un sistema en línea para nuevas presentaciones o enmiendas a los permisos existentes. Se requieren permisos para nuevos ejercicios, recompletación de pozos, reentrada de pozos, reclasificación de pozos o el traslado de un pozo de un campo a otro. Para desarrollos de recursos no convencionales en los que se desarrollará más de un estrato a través del mismo pozo vertical, los operadores deben indicar en la solicitud que se trata de un pozo lateral apilado. Los solicitantes pueden tomar hasta 30 días para completar el permiso en el sistema en línea.<sup>146</sup>

RRC emite permisos ambientales para el transporte, manipulación, almacenamiento, descarga, eliminación, reclamación o reciclado de petróleo y gas dentro o fuera de la concesión. Casi todos los métodos de eliminación de superficie tendrán algunos equipos y almacenamiento asociados. Igualmente se requerirá información sobre la construcción e ingeniería de estas instalaciones. Si la eliminación de la superficie durará más de un año, se debe enviar información adicional ambiental, geográfica y de bienes inmuebles. Se debe enviar una descripción detallada del método de eliminación y las tecnologías correspondientes.

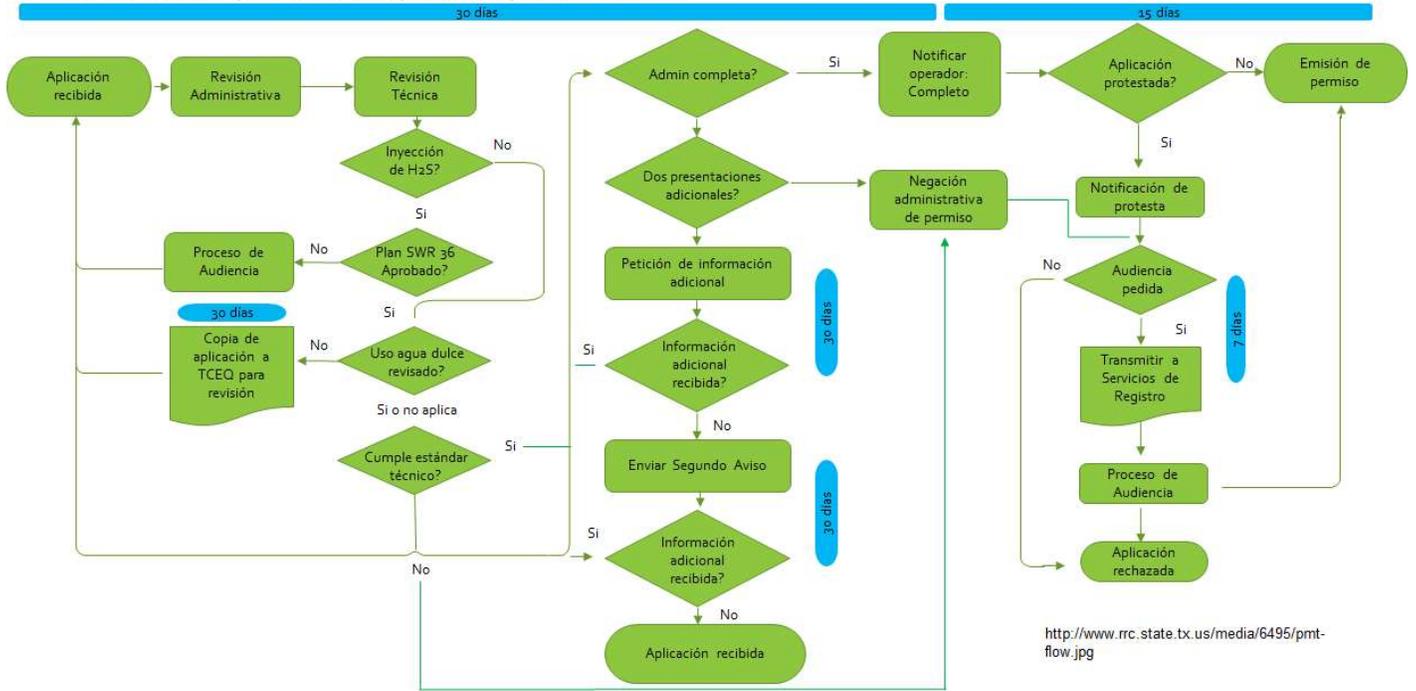
Para obtener un pozo de inyección o eliminación, la solicitud debe someterse a una revisión técnica y administrativa. La solicitud se considerará completa en un plazo de 30 días, aunque si se necesitan datos adicionales, el operador tendrá 30 días para responder con los nuevos datos. Esta solicitud se puede realizar dos veces antes de que la solicitud incompleta se devuelva al operador.<sup>147</sup> Una vez que se le notifica al operador que la solicitud está completa, hay un período de 15 días para que la solicitud pueda objetarse. Si no hay objeción, se emitirá el permiso. Una vez se solicita una audiencia, esta debe tener un plazo de 7 días. Después de la audiencia, la solicitud será emitida o denegada. El siguiente diagrama de flujo muestra el proceso.

<sup>145</sup> Leyes de Neuquén 2600, 1875, disposiciones reglamentarias 1905/2009, 2656/99, and 1483/2012

<sup>146</sup> Comisión de ferrocarriles de Texas, "Permisos de perforación (W-1): Guía de usuario de presentación en línea," Febrero 2017. <http://www.rrc.state.tx.us/media/20067/dpmanual.pdf>

<sup>147</sup> "La norma de prácticas y procedimientos 201 "fue adoptada por la Comisión y limita a dos las presentaciones posteriores con datos iniciales 2 cuando se han presentado solicitudes incompletas a dados los datos. El personal técnico de permisos debe aprobar o rechazar la solicitud después de la segunda presentación. Como quiera que se deben denegar las solicitudes incompletas, es imperativo que se enmienden las deficiencias de la solicitud rápidamente para evitar que la devuelvan.

Proceso de Permisos para Pozos de Inyección/Disposición en Texas



2.1.4.3 Pensilvania

Pensilvania requiere que se presente al DEP un plano del desarrollo planificado 30 días antes de la presentación de la solicitud al DEP. El DEP tendrá 30 días a partir de la fecha de notificación para responder con comentarios y sugerencias de mitigación. Los interesados también deben ser notificados en este momento. Los propietarios de la superficie tienen 15 días a partir de la recepción del plano para objetar. Los dueños de las minas de carbón también deben ser notificados y pueden solicitar una audiencia. Si se oponen y en efecto solicitan una audiencia, tienen 10 días a partir de la fecha de recepción de plano para presentar esta solicitud. Si se oponen, pero no quieren una audiencia, tienen 15 días a partir de la fecha de recepción del plano. Se debe programar una conferencia dentro de los 10 días calendario siguiente a la recepción de las objeciones. El panel tiene 10 días para formular una recomendación, pero si el DEP rechaza la recomendación, puede tomar otros 10 días. Si se celebra un acuerdo y se limita al texto, entonces DEP tendrá 10 días para objetar o este será válido.

Al igual que Texas, Pensilvania exige una solicitud en línea para obtener permisos. La solicitud debe incluir prueba de estas notificaciones. Las solicitudes por adversidad tienen un proceso de revisión más rápido. La adversidad corresponde a desarrollos de recursos que tienen en consideración asuntos de seguridad pública. Las solicitudes de permiso de pozo se aprobarán o negarán en un plazo de 45 días.<sup>148</sup>

Las notificaciones y actividades previas a la solicitud tienen por objetivo aliviar la carga del órgano regulador ya que la mayoría de los problemas deberán haber sido resueltos para el momento en que se presente la solicitud.

<sup>148</sup> 58 PA Código §3211e

Todo permiso de perforación expira en 1 año. Si no se inicia la perforación en ese momento, el operador puede prorrogar el permiso por 16 meses si puede demostrar que la perforación se está llevando a cabo con la debida diligencia y se completará en el período de 16 meses. Se puede otorgar una extensión de hasta dos años por una buena causa. Las prórrogas requieren una certificación de que nada ha cambiado en el permiso y que todas las partes han sido notificadas. Estas deben solicitarse 15 días antes de la fecha de expiración original

Una vez que se otorga el permiso de pozo, se requiere un aviso de 24 horas previo a 1) iniciar la perforación, 2) cementar 3) realizar pruebas de presión 4) taponamiento y abandono. Si hay una interrupción en la perforación de 30 días o más, se requiere un aviso de 24 horas antes de reiniciarla.

#### **2.1.4.4 Reino Unido**

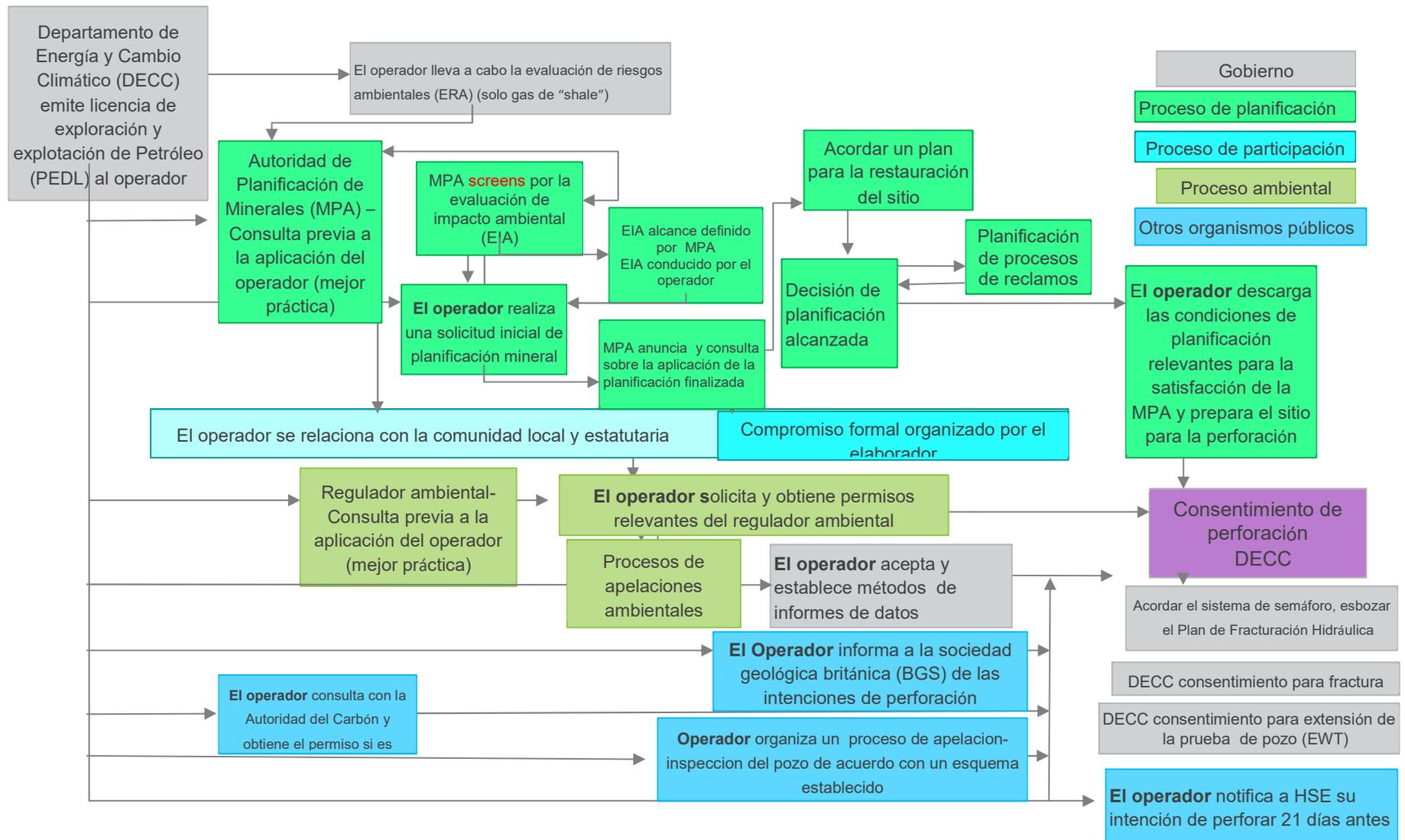
Para obtener una autorización de fracturación hidráulica (HFC), el operador debe consultar con una variedad de órganos reguladores y propietarios. El HFC se suma a la licencia de exploración y desarrollo de petróleo emitido por la Autoridad de Petróleo y Gas. Estos incluyen la agencia de medio ambiente para evaluar los riesgos para el agua, la calidad del aire y la gestión de residuos; Ejecutivo de Salud y Seguridad para determinar que el diseño del pozo es seguro y que existen controles efectivos de actividad sísmica; y organismos locales de planificación que consultan con la comunidad. A continuación se detalla un gráfico que muestra ese proceso de HFC. Se requieren permisos ambientales para demostrar que se han cumplido los requisitos para las emisiones atmosféricas, un plan de manejo de desechos, que la perforación no ocurrirá en las áreas protegidas y que solo se usarán químicos aprobados para la fracturación hidráulica.

Las autoridades locales de planificación deben notificar que consideraron la evaluación de impacto ambiental al otorgar su permiso, que se han considerado los efectos acumulativos del desarrollo, que se ha consultado a un empresario de agua relevante, que se han evaluado los requisitos de restauración del sitio, que un esquema de beneficios comunitarios se ha puesto en marcha y que se haya dado el aviso adecuado de la explotación a la comunidad. El Ejecutivo de Salud y Seguridad debe ser notificado 21 días antes del inicio de la perforación y certificar que ha inspeccionado el sitio del pozo y que cuenta con información precisa sobre el diseño del pozo.

Los funcionarios de HSE y de la agencia del medio ambiente deben reunirse con todos los operadores nuevos u operadores primerizos de gas de "shale" y asesorarlos sobre sus obligaciones legales en virtud de la legislación y llevar a cabo una inspección conjunta. Después de que esta inspección haya tenido lugar, el permiso final puede ser otorgado por la Autoridad de Petróleo y Gas.<sup>149</sup>

---

<sup>149</sup> UK BEIS, guía en fracking.



### 2.1.4.5 Columbia Británica (BC)

BCOGC administra el proceso de obtención de permisos para todas las operaciones de petróleo y gas a lo largo de su ciclo de vida, incluida la exploración, el desarrollo, la consulta, el transporte por redes de tuberías y la recuperación. Se tienen en cuenta muchos factores diferentes al evaluar una solicitud de permiso de proyecto importante, incluida la seguridad pública, la protección del medio ambiente y la consulta con las comunidades de las Primeras Naciones (indígenas) y las personas afectadas por el desarrollo del petróleo y el gas. Un proceso de revisión coordinado con la oficina de evaluación ambiental de Columbia Británica asegura que las recomendaciones del proceso de evaluación ambiental también sean consideradas durante la revisión de la Comisión. Hay un proceso de cinco pasos para aprobar solicitudes de permisos. El proceso de revisión de la solicitud debe completarse en 180 días, a menos que lo solicite el proponente o si se necesita más información para la evaluación ambiental.

#### Proceso de Permisos de BC



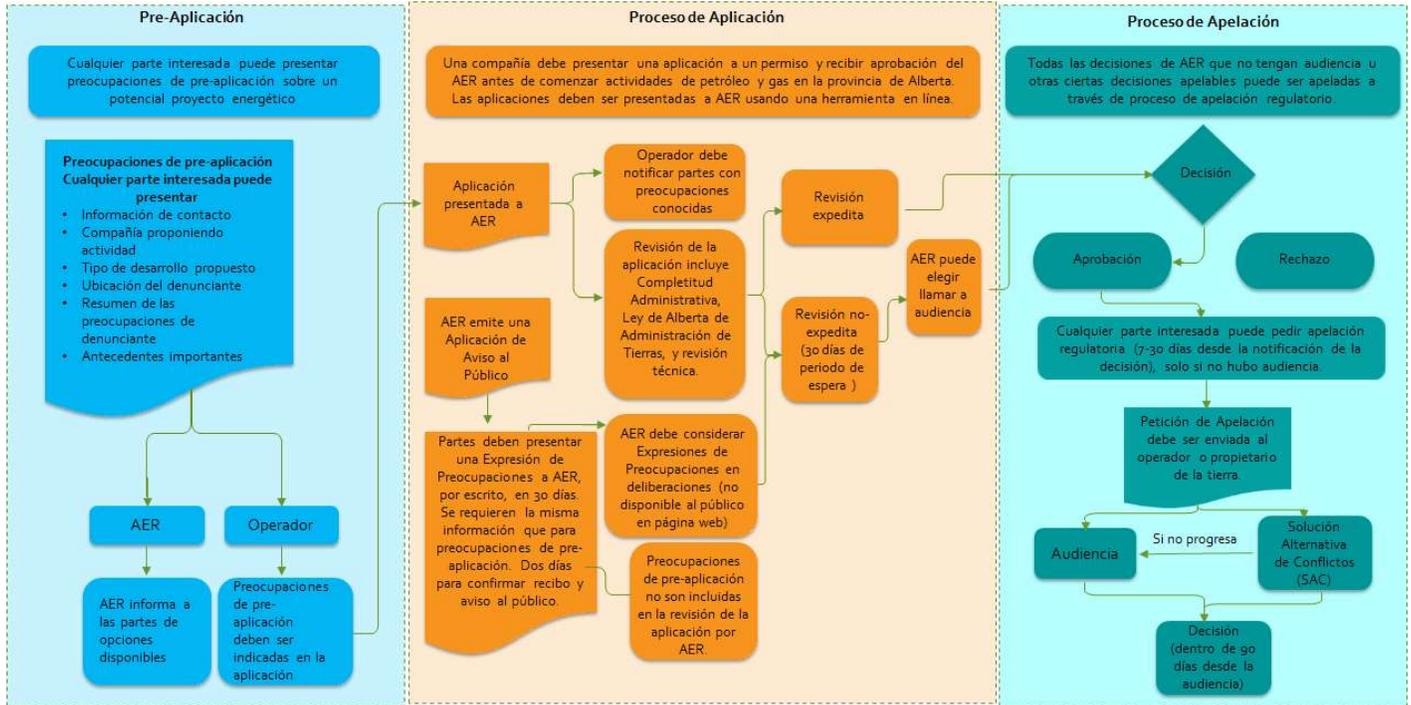
### 2.1.4.6 Alberta

Alberta ha estructurado su proceso de solicitud de permisos para el desarrollo de recursos e instalaciones de petróleo y gas para limitar las demoras en el proceso de aprobación de las solicitudes al fomentar las discusiones con todas las partes interesadas antes de presentar la solicitud. Durante el proceso previo a la solicitud, cualquier posible parte interesada puede formular sus inquietudes a AER y a los operadores antes de la presentación de una solicitud. Esto le permite al operador atender cualquier inquietud antes del proceso de solicitud, reduciendo así cualquier demora o denegación. Una vez que se envía la solicitud, se emite un Aviso Público de Solicitud que otorga a los interesados 30 días para presentar una declaración de inquietud a AER para que la considere durante la revisión de la solicitud. Aunque una parte interesada puede haber presentado inquietudes previas a la solicitud, debe presentar una declaración de inquietud formal a fin de que AER considere sus problemas durante el proceso de revisión. AER tiene dos tipos de revisión: agilizada y no agilizada. Las solicitudes con revisión agilizada no incluyen un plazo para la presentación de declaraciones de inquietudes en el aviso público de la solicitud y pueden ser aprobadas en cualquier momento.<sup>150</sup> Las

<sup>150</sup> Sitio web de AER, "Declaración de preocupación" <https://www.aer.ca/applications-and-notice/application-process/authorizations-business-process-statement-of-concern>

declaraciones de inquietud pueden ser presentadas en cualquier momento antes de la decisión de AER. Las solicitudes no agilizadas incluyen un aviso público con un plazo para la presentación de declaraciones de inquietudes y AER no puede decidir hasta que haya vencido ese plazo. Después de la revisión de la solicitud, AER puede recomendar una audiencia en la solicitud o solicitar información adicional a la parte que presenta la declaración de inquietud. Las audiencias están abiertas al público, pero aquellos que deseen participar deben comunicarse con AER. Las decisiones de AER pueden apelarse primero a través de un proceso regulatorio y luego a través de los tribunales. Las apelaciones se deben presentar dentro de los 7-30 días posteriores a la decisión.

El proceso de obtención de permisos se detalla en el siguiente gráfico.



AER no tiene competencia para ofrecer compensación por el acceso superficial, compensación a los tramperos, negociar con los servicios públicos o influir en asuntos de política pública.<sup>151</sup>

### 2.1.4.7 Australia

Debido a que el Territorio del Norte está en proceso de actualizar sus disposiciones reglamentarias relacionadas con el desarrollo de recursos no convencionales, no se ha llevado a cabo un análisis de su proceso de obtención de permisos. En su lugar, hemos revisado el estado de Australia del Sur, que requiere tres aprobaciones por separado para realizar actividades de exploración o producción: licencia de petróleo, aprobaciones ambientales y notificaciones de actividad.<sup>152</sup>

<sup>151</sup> El consejo de superficies de Alberta gestiona los problemas de acceso a la superficie; La Junta de Compensación de Alberta Trappers administra problemas de trampas; La Comisión de Servicios Públicos de Alberta maneja problemas en generadores de gas, líneas de transmisión, servicios de gas; y el gobierno de Alberta maneja todos los asuntos de política pública.

<sup>152</sup> Gobierno del Departamento de Desarrollo del Sur de Australia, "Proceso de licencias y aprobaciones para actividades de exploración, retención y producción en Australia Meridional (SA): de conformidad con la SA de Petróleo y energía geotérmica (PGE) Act 2000 and PGE Regulations 2013,"

Estos procesos pueden llevarse a cabo simultáneamente y requieren notificaciones y consultas con diferentes partes. Las aprobaciones ambientales requieren un informe de impacto ambiental (EIR) que identifica todos los riesgos y la declaración de objetivos ambientales (SEO) que describe cómo se abordarán los riesgos identificados en el EIR. Se incluye una evaluación de significado ambiental en el desarrollo del EIR que clasifica los riesgos del proyecto en categorías baja, media y alta. Estas clasificaciones tienen diferentes requisitos para consultas públicas y otros organismos. El paso de aprobaciones ambientales puede saltarse si un SEO existente cubre este proyecto. La tabla a continuación muestra el proceso.

Territorio Norte – Proceso de aprobación				
	Licencias	Aprobación ambiental		Notificación de actividad
Aprobación	Licencia de petróleo	Informe de impacto ambiental	Declaración de objetivos ambientales	Solicitud de aprobación para emprender actividad
Propósito	Derecho exclusivo para emprender exploración, desarrollo, producción, estudios especulativos, construcción de redes de tuberías e instalaciones asociadas  Puede ser a través de una licitación o una solicitud ad hoc	Identificar todos los impactos y riesgos potenciales para el medio ambiente Identificar estrategias de gestión de riesgos, monitoreo y mitigación apropiadas	Identifica los objetivos ambientales para abordar los riesgos identificados en EIR Establece los criterios que se utilizarán para evaluar el cumplimiento de los objetivos	Proporciona detalles del órgano regulador ambiental para la vigilancia de actividades permitidas bajo EIR y SEO Evaluación si se requieren aprobaciones de la Mancomunidad de Naciones para las actividades (si se considera un asunto de importancia nacional)
Periodo de tiempo	45-75 días	30 días-7+ meses, dependiendo del nivel de impacto ambiental.		21-35 días antes del comienzo de la actividad
Consulta	Consultas con titulares de licencias  Si está en área de conservación o preservación, debe consultar con los órganos reguladores ambientales.  Negociaciones con grupos indígenas para el uso de la tierra (si es necesario)	Los riesgos ambientales se clasifican por el nivel de impacto, que luego determina las consultas necesarias. El nivel de impacto se basa en la previsibilidad y manejabilidad del impacto ambiental  Escaso impacto: solo agencias ambientales, de seguridad y planificación  Mediano impacto: organismos correspondientes; partes interesadas clave; público en general		Notificación de entrada a los propietarios

[http://www.petroleum.statedevelopment.sa.gov.au/data/assets/pdf\\_file/0007/256327/Exploration\\_and\\_Production\\_Flowchart\\_Ver\\_8\\_September\\_2015.pdf](http://www.petroleum.statedevelopment.sa.gov.au/data/assets/pdf_file/0007/256327/Exploration_and_Production_Flowchart_Ver_8_September_2015.pdf)

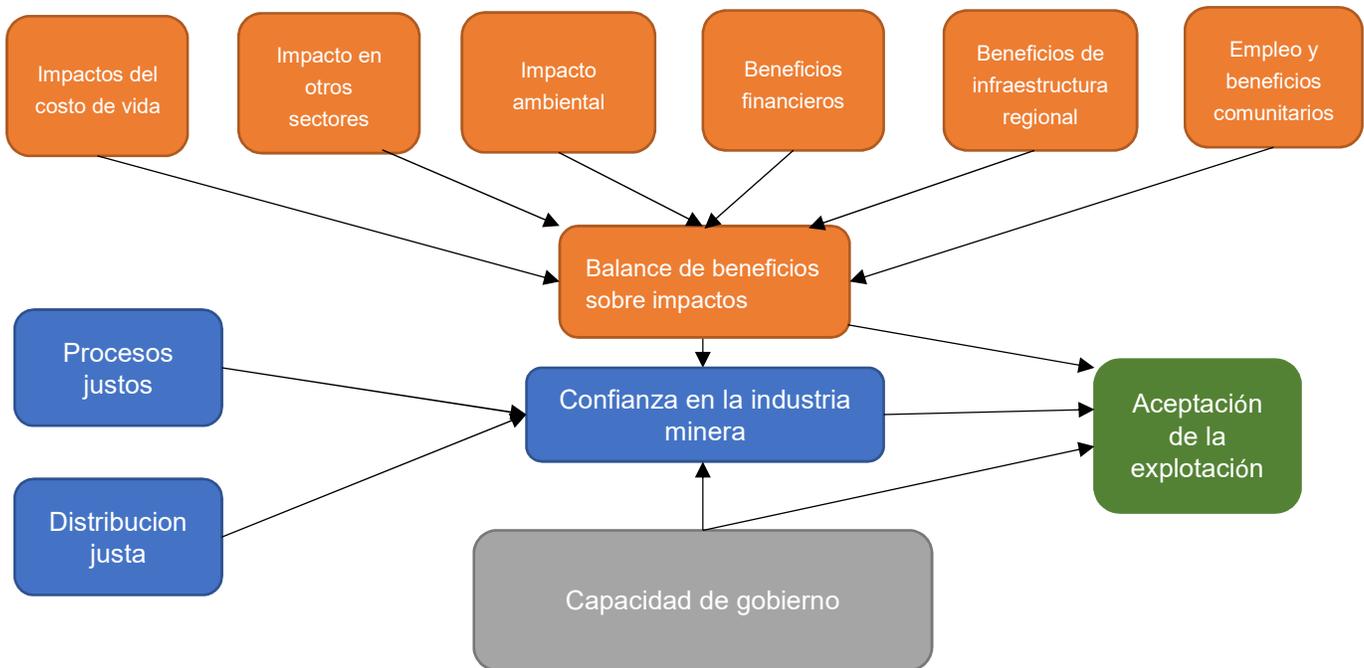
Territorio Norte – Proceso de aprobación				
	Licencias	Aprobación ambiental		Notificación de actividad
		Alto impacto: amplio proceso de consulta pública con la preparación de la Declaración de Impacto Ambiental		
Notificaciones	Aplicación publicada por 30 días	Todos los EIR están disponibles públicamente a través del Registro Ambiental	Todos los SEO están disponibles públicamente a través del Registro Ambiental.	Notificación al propietario 21 días antes del comienzo
Fuente: IHS Markit				© 2018 IHS Markit

## 2.1.5 Participación de la comunidad

### 2.1.5.1 Australia – Territorio del Norte (TN)

Australia aplica el concepto de "licencia social para operar" para las industrias extractivas que equilibra la equidad distributiva, la equidad procesal, el buen gobierno y la calidad de contacto entre las empresas y los miembros de la comunidad.

La organización de investigación científica e Industrial de la Mancomunidad de Australia (CSIRO) creó un modelo para la aceptación social de la industria extractiva en Australia, que se muestra en la figura a continuación.<sup>153</sup>



<sup>153</sup>Licencia social para operar en la cuenca de Beetaloo y el Territorio Septentrional: estudio de caso de la evaluación de impacto social de la subcuenca de Beetaloo <https://frackinginquiry.nt.gov.au/inquiry-reports?a=476741> page 27

CSIRO realizó una encuesta nacional que asignó a cada componente una ponderación diferente. En su mayor parte, TN reflejó los resultados nacionales, aunque se encontró que la buena gobernanza era significativamente más importante para la aceptación social en TN que en Australia como un todo.<sup>154</sup>

Como parte de la investigación científica sobre fracturación hidráulica en TN, se realizó una evaluación de impacto social de la cuenca Beetaloo. Se recomendó el siguiente enfoque estructurado para involucrar a los aborígenes y otras comunidades.<sup>155</sup>

**Reuniones preparatorias** para identificar a los miembros de la comunidad a ser consultados, sus necesidades para participar en la consulta, los temas a tratar y la programación apropiada para la reunión.

**Reuniones de valores sociales** donde se identifican y documentan los valores sociales de las comunidades. Es importante que haya tiempo suficiente para conocer asuntos complejos relacionados con las comunidades indígenas.

**Reuniones de sensibilización** para proporcionar información detallada a la comunidad sobre el desarrollo de gas no convencional. La información provista debe ser suficientemente detallada para que las comunidades comprendan de qué manera el desarrollo del recurso puede afectar el valor de su comunidad. La discusión debe incluir los elementos negociables y no negociables con respecto a los aspectos técnicos y de ingeniería del desarrollo no convencional.

**Reuniones específicas del proyecto** en las que las comunidades se presentan con una propuesta de desarrollo y detalles sobre sus impactos sociales y ambientales. Debe haber tiempo suficiente para permitir que la comunidad haga aportaciones sobre los conceptos de desarrollo y la gestión de los impactos.

**Reuniones de implementación** en las que se invita a las comunidades a participar en la revisión ambiental o comités similares que proporcionan foros en curso para la gestión de las relaciones entre el proyecto y la comunidad, el control de los impactos ambientales y sociales y la implementación de programas ambientales y sociales.

### 2.1.5.2 Argentina

En Argentina, no existe un proceso formal de relaciones con la comunidad, pero se puede invitar al público a participar en la aprobación de la licencia ambiental. Dependiendo del impacto social del proyecto, la DSE puede emitir "edictos informativos" o realizar una audiencia pública. Un edicto informativo es un documento publicado por la DSE que detalla el proyecto y los impactos que podría producir. El propósito de esta publicación es recibir comentarios y opiniones de la comunidad con respecto al desarrollo del proyecto. La DSE también tiene la capacidad de invitar a las partes interesadas, incluidas las personas que viven cerca del área donde se llevará a cabo el proyecto, a una audiencia pública, donde pueden expresar sus inquietudes sobre el proyecto a un representante del proponente del proyecto, quién tiene que atender esas inquietudes. Al final de este proceso, la DSE aprueba o rechaza la solicitud del proponente de una licencia ambiental.

### 2.1.5.3 Pensilvania

---

<sup>154</sup> *Ibid.*

<sup>155</sup> *Ibid.*, pp 46-47

En 2010, Pensilvania llevó a cabo un proceso de varios años para actualizar sus disposiciones reglamentarias de gas y petróleo para reflejar los nuevos desarrollos de "shale" de Marcellus que estaban en marcha. El primer paso en el proceso comenzó en 2010-2011 como discusiones conceptuales entre la Junta Asesora Técnica de Petróleo y Gas (TAB) del DEP y la Junta de Calidad Ambiental (JCA). Esto fue seguido de revisiones a la Ley de Petróleo y Gas con instrucciones a la JCA para desarrollar nuevas reglas para ciertas actividades en los sitios de pozo.

Después de trece reuniones y dos años de discusiones con el TAB (incluidos grupos de trabajo específicos del concepto), la Junta de Calidad Ambiental (JCA) adoptaron las disposiciones reglamentarias propuestas el 27 de agosto de 2013. Durante el período de 90 días de comentarios públicos, se llevaron a cabo nueve audiencias públicas en todo el estado con presentaciones de más de 23,213 comentaristas. Con base en los comentarios del público, las disposiciones reglamentarias se dividieron en capítulos paralelos para desarrollos convencionales y no convencionales (Capítulo 78 y 78a), que se publicaron como disposiciones reglamentarias preliminares en 2015 y se abrieron a la opinión pública durante 45 días y se llevaron a cabo tres audiencias públicas adicionales antes de finalización en octubre de 2016. Se recibieron casi 5000 comentarios, siendo los problemas más comunes el impacto en el agua y el aire, así como las distancias de retroceso deseadas desde las escuelas y las áreas residenciales. El DEP desestimó las preocupaciones ambientales al afirmar que los efectos nocivos de la fracturación hidráulica pueden controlarse con unas disposiciones reglamentarias adecuadas y que, de ser necesario, revisaría las disposiciones reglamentarias existentes. En cuanto a las distancias mínimas, DEP dijo que fueron establecidas por la legislatura, por lo tanto, carecía de la autoridad de modificarlas.

#### 2.1.5.4 Texas

Todas las reglas propuestas por la Comisión de Ferrocarriles de Texas están sujetas a por lo menos 30 días de comentario público. Todas las reglas deben ser adoptadas dentro de los seis meses siguientes a la publicación o de lo contrario serán retiradas. Las audiencias públicas sobre la regla se deben realizar si lo solicita una subdivisión u organismo gubernamental con 25 o más personas, o por una asociación con al menos 25 miembros. Todos los comentarios escritos y orales deben ser considerados y respondidos completamente. Si después de los comentarios, se revisa regla al nivel en que la naturaleza o el alcance han cambiado significativamente, si las nuevas partes se ven afectadas, o si se proponen requisitos más estrictos, se debe reiniciar el proceso de reglamentación. Cuando se adopte, la regla debe incluir una justificación razonada, declaración de autoridad para la regla y una certificación legal. RRC debe presentar su justificación "de una manera relativamente clara, precisa y lógica". Debe incluir:

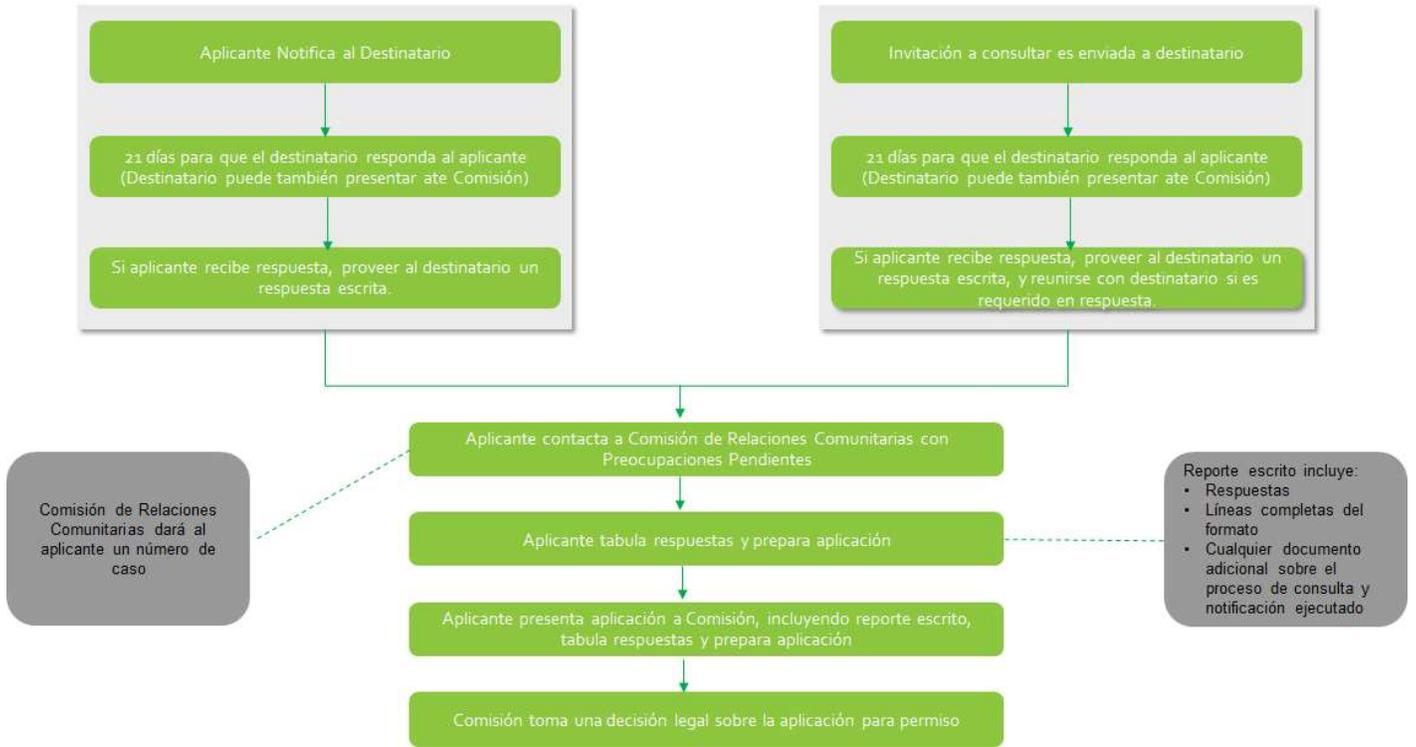
- un resumen de los comentarios recibidos de las partes interesadas sobre la regla con los nombres de los grupos o asociaciones interesadas que hicieron los comentarios sobre la regla y si estaban a favor o en contra de su adopción;
- un resumen de los fundamentos fácticos de la norma adoptada que demuestre una conexión racional entre la base fáctica de la norma y la regla adoptada; y
- las razones por las cuales el organismo no está de acuerdo con las solicitudes y propuestas de una de las partes.

#### 2.1.5.5 Columbia Británica

Antes de que un solicitante pueda solicitar un permiso de petróleo y gas a la Comisión de Petróleo y Gas de Columbia Británica, se deben completar ciertas actividades de consulta y notificación (C & N). El proceso de C & N tiene como objetivo promover la comunicación y el compromiso colaborativo entre los proponentes, los propietarios de la tierra y los titulares de los derechos antes de la presentación de la solicitud. Se recomienda a los solicitantes que adopten las mejores prácticas de la industria y ayuden a evitar o mitigar cualquier posible impacto adverso.

La consulta y la notificación requeridas varían según la actividad planificada y la ubicación de la actividad. El proceso se muestra en el siguiente diagrama.

### Proceso de Consulta Pública en Columbia Británica



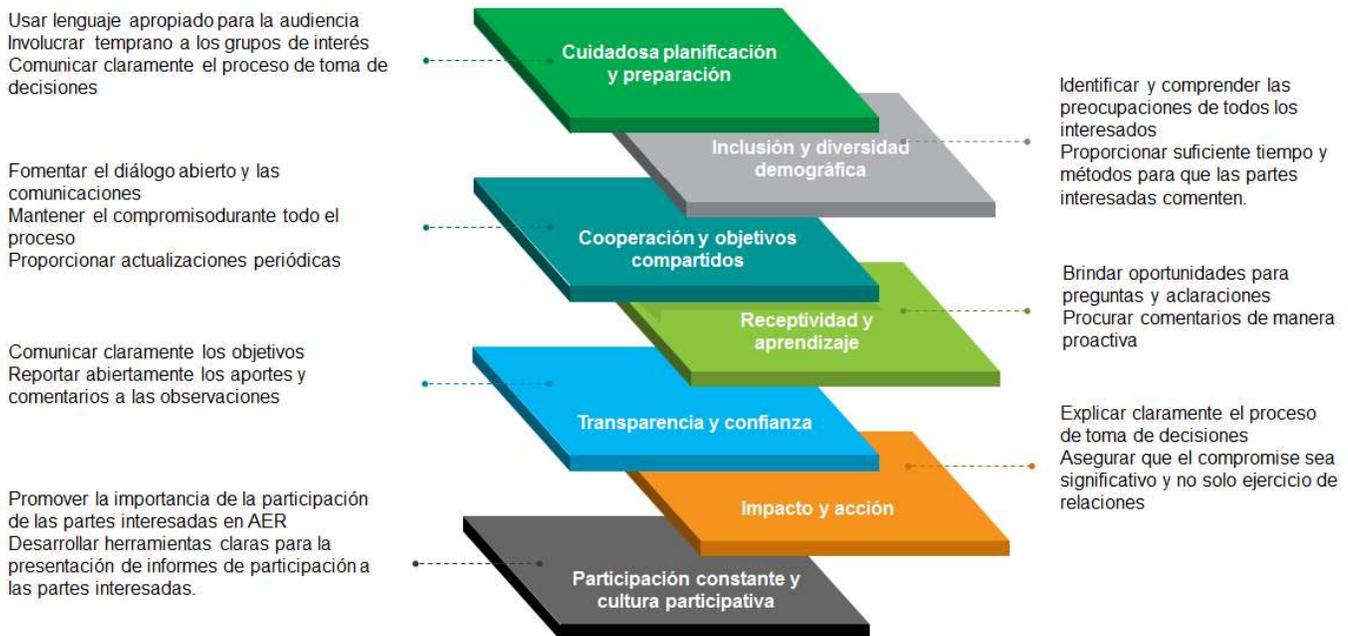
La Comisión ha creado documentación para ayudar a las compañías de petróleo y gas y a las personas afectadas por las actividades relacionadas con el petróleo y el gas a conocer qué herramientas están disponibles cuando hacen parte de un proceso de participación pública.

### 2.1.5.6 Alberta

AER desarrolló el marco de compromiso de las partes interesadas de AER, que es un documento guía interno que proporciona al personal y a las partes interesadas de AER un estándar para la participación de AER al detallar el alcance de las actividades de participación y los principios de participación. AER estudió a sus constituyentes y descubrió que preferirían que AER:

- fuera más abierto y transparente;
- explicara mejor cómo se toman las decisiones y la motivación de las decisiones;
- mejorara sus relaciones con los habitantes de Alberta, los pueblos indígenas y las partes interesadas;
- aclarara los procesos y prioridades internos de AER, incluidos los roles y las responsabilidades de los empleados; y
- garantizara que los empleados tengan las habilidades y herramientas necesarias cumplir con sus responsabilidades.

Para alcanzar estos objetivos, AER estableció los principios rectores que se muestran en la siguiente figura.<sup>156</sup>



<sup>156</sup> AER, "Marco de Compromiso de Partes Interesadas del Regulador de Energía de Alberta," Marzo 2017, [https://www.aer.ca/documents/about-us/StakeholderEngagement\\_Framework.pdf](https://www.aer.ca/documents/about-us/StakeholderEngagement_Framework.pdf)

El AER proporciona un aviso público de las solicitudes de tierras públicas para actividades relacionadas con la energía presentadas ante el Regulador. Todas las decisiones sobre la actividad de tierras públicas de AER se publican en su sitio web.

Alberta exige que la industria elabore un programa efectivo de participación que incluya partes cuyos derechos puedan verse directa o negativamente afectados por la naturaleza y el alcance de una solicitud propuesta. El desarrollo y aplicación de este programa debe hacerse antes de presentar una solicitud a las Facilities Applications (Solicitudes de Instalaciones) e incluir la distribución del paquete de información del solicitante y las publicaciones de AER requeridas, responder preguntas e inquietudes, discutir opciones, alternativas y medidas de mitigación, y buscar la confirmación de no objeción a través de esfuerzos cooperativos. También se espera que la industria sea sensible a las limitaciones de tiempo del público (por ejemplo, cazadores, siembras, cosechas y temporadas de parto y feriados legales). Con este fin, la Directiva AER 056 (Sección 2) también proporciona a la industria directrices sobre la participación pública.<sup>157</sup>

## 2.2 Análisis de estructuras comerciales regulatorias para el desarrollo de recursos en rocas generadoras

### 2.2.1 Análisis cualitativo

#### 2.2.1.1 Sistemas fiscales

##### 2.2.1.1.1 Estados Unidos

En los EE. UU los montos de regalías se negocian con los distintos propietarios de minerales y no con el gobierno. Por lo tanto, el monto real de las regalías es desconocido para el público. Las tasas son generalmente del 18% en Pensilvania y alrededor del 22% en Texas, pero pueden variar según el contrato de concesión en particular. El estado de Texas también impone un impuesto sobre la extracción y explotación de recursos naturales del 4,6% para el petróleo y del 7,5% para el gas natural en producción. Si bien Pensilvania no tiene un impuesto sobre la extracción y explotación de recursos naturales ni impone impuestos a la propiedad en lo que respecta al petróleo y gas, la Mancomunidad ha establecido una "tarifa de impacto" que se calcula sobre el precio del gas durante el año de producción y se recauda en un período de 15 años. La tarifa de impacto oscila entre \$ 5000-65,000 por pozo por año. La tasa de impuesto a la renta federal en los EE. UU es del 21%. Pensilvania aplica un impuesto sobre la renta del 10%, pero Texas no tiene impuesto sobre la renta.

##### 2.2.1.1.2 Canadá

Tanto Alberta como Columbia Británica usan una escala móvil para sus tasas de regalías. En Alberta, las tasas de regalías de Columbia Británica oscilan entre el 5% y el 27%, según el volumen, la ubicación y la antigüedad del pozo.

La tasa general de impuestos corporativos en Canadá es del 38%. Con la reducción federal del 10% (aplicable cuando una empresa está sujeta al impuesto provincial sobre la renta), esto se reduce al 25%. Además, una deducción de manufactura y procesamiento (M & P) (aplicable cuando una corporación obtiene al menos 10% de los ingresos brutos de la fabricación y procesamiento de bienes en Canadá para la venta o concesión) o una reducción de tarifas (disponible en ciertos ingresos calificados) 13%, eleva la tasa al 15%. El impuesto provincial sobre la renta para Alberta es del 12%.

La deducción del impuesto a la renta federal y provincial incluye, costos de exploración, costos de operación y elevación, una asignación de costos de capital (en el caso de adquisiciones), una asignación de recursos, gastos de propiedad de petróleo y gas, gastos por intereses y gastos generales y administrativos.

<sup>157</sup> AER, "Directriz 056: Aplicaciones y calendarios de desarrollo energético," septiembre 1, 2011. <https://www.aer.ca/documents/directives/Directive056.pdf>

### **2.2.1.1.3 Australia – Territorio del Norte**

El Territorio del Norte recauda una regalía del 10% sobre el valor bruto en la boca del pozo para la producción en tierra. La tasa del impuesto a la renta federal es del 30% y no hay impuesto sobre la renta estatal. El impuesto sobre la renta se aplica a los ingresos gravables menos las deducciones. El término "deducciones" significan cualquier gasto o pérdida siempre y cuando se incurra ya sea para producir el ingreso valorable o para llevar a cabo un negocio que produce el ingreso valorable. Una empresa puede deducir los gastos incurridos en un año de ingresos por llevar a cabo actividades de protección ambiental las que incluyen combatir, prevenir o remediar la contaminación o tratar, limpiar, eliminar o almacenar desechos.

El Impuesto sobre el Alquiler de Recursos Petrolíferos (PRRT) se aplica a los proyectos en tierra, pero las regalías estatales y los impuestos especiales son acreditables para que el ingreso del estado no se vea afectado. El PRRT se aplica sobre la base de un proyecto cuando hay un exceso de ingresos gravables relacionados con el proyecto para un año financiero sobre el gasto deducible relacionado con el proyecto. PRRT es deducible para fines del impuesto a la renta federal. El PRRT grava el valor de venta o el valor de venta estimado de los productos petrolíferos comercializables. Los productos petrolíferos comercializables incluyen petróleo crudo, gas de venta, condensado, gas licuado de petróleo y etano. El total de créditos de un proyecto no puede exceder el PRRT total pagado con respecto al proyecto.

En general, la maquinaria y el equipo importados para su uso en la industria del petróleo están exentos de derechos de importación.

### **2.2.1.1.4 Reino Unido**

En el Reino Unido se aplica un sistema fiscal de tipo de regalía o impuesto a la exploración y explotación de petróleo tanto en tierra firme como costa afuera. No se deben pagar regalías por la producción de petróleo y gas. Los licenciatarios tienen la obligación de pagar el impuesto corporativo Ring Fence (RFCT) aplicado al 30% sobre: ingresos brutos menos costos operativos, costos de exploración y costos de explotación. Un cargo suplementario se aplica a una tasa del 10% sobre la misma base que el impuesto sobre la renta. Las tolerancias se aplican para reducir la base impositiva del cargo suplementario.

### **2.2.1.1.5 Argentina**

Argentina aplica una regalía del 12% al petróleo y gas producidos en concesiones de explotación y una regalía del 15% para los hidrocarburos producidos bajo un permiso de exploración. La tasa de regalías puede reducirse caso por caso hasta un máximo del 5%, considerando la productividad (campos marginales), la condición y la ubicación de los pozos productores. Durante los períodos de prorrogas de las concesiones, se puede agregar una regalía adicional de hasta 3%, con un límite máximo del 18%. La provincia de Neuquén requiere el pago de bonos de suscripción.

El impuesto a la renta corporativo se aplica a una tasa del 30% en 2018-2019 y el 25% en adelante. Sin embargo, a menos que las compañías reinviertan sus utilidades en Argentina, seguirán pagando en la práctica la tasa del 35% aplicable antes de 2018, ya que ahora se aplica un nuevo impuesto adicional sobre los beneficios distribuidos o las ganancias, lo que lleva el pasivo total de nuevo al 35%.

## **2.2.1.2 Incentivos**

### **2.2.1.2.1 Estados Unidos**

En los EE. UU los incentivos típicamente caen dentro de la categoría de reducciones o exenciones fiscales para hacer que ciertos pozos o actividades sean atractivos.

Texas ofrece un incentivo de gas de alto costo para los pozos:

- localizados a más de 15 mil metros de profundidad
- producido en Devonian Shale, o
- formaciones compactas designadas

El gas elegible de alto costo estaría exento de la indemnización por los primeros 120 meses calendario consecutivos que comiencen el primer día de producción o hasta que el valor acumulado de la reducción impositiva equivalga al 50% de los costos de perforación y terminación incurridos para el pozo, lo que ocurra primero.<sup>158</sup>

Además, Texas exige de impuestos a las ventas, impuestos indirectos y uso de cualquier propiedad personal tangible específicamente utilizada para procesar, reutilizar o reciclar las aguas residuales que se utilizarán en el trabajo de fracturación hidráulica en un pozo de petróleo y gas.<sup>159</sup>

Pensilvania ofrece exención de impuestos sobre las ventas para algunos de los equipos utilizados en actividades mineras. "Minería" se interpreta en términos generales y puede incluir perforación y fracturación hidráulica. La propiedad o las materias primas antes de la actividad minera no están exentas de impuestos, pero los materiales utilizados para controlar o disminuir la contaminación se consideran excluidos de los impuestos. Por lo tanto, los materiales utilizados para construir un estanque para agua fresca o materias primas antes de la perforación o fracturación hidráulica no están exentos, en tanto que los materiales utilizados en la construcción de estanques utilizados para controlar o disminuir la contaminación, como revestimientos, arena y grava, estarían exentos. De manera similar, cualquier material de base que soporte la plataforma de perforación, como arena, piedra u otro material similar estaría exento, pero el equipo para la construcción no estaría exento.<sup>160</sup> La contaminación del aire, ruido y agua también están exentas.

#### 2.2.1.2 Australia

Australia se centra en los incentivos para promover nuevas actividades de I + D o desarrollo de recursos de gas natural en la mancomunidad. El gobierno federal otorga un crédito fiscal no reembolsable del 40% o compensación a las entidades elegibles con ingresos superiores a \$ 20 millones que realizan actividades de I + D. El crédito fiscal del 40% se puede utilizar para compensar el impuesto sobre la renta de la compañía y reducir el monto del impuesto a pagar.<sup>161</sup> Este incentivo no es específico de la industria del petróleo.

Además de la Iniciativa de I + D, existen varios programas de subvenciones para promover el desarrollo del suministro interno de gas natural a la luz de la escasez esperada de suministros de gas doméstico en Australia. A nivel federal, el Departamento de Industria, Innovación y Ciencia lanzó un programa de subvenciones del Plan de Aceleración de Gas (GAP) en 2017 para proporcionar fondos de subvención de contrapartida para acelerar el desarrollo responsable del gas natural terrestre para los consumidores de gas doméstico. El programa durará más de tres años y proporcionará hasta \$ 26 millones para apoyar proyectos con la mayor probabilidad de asegurar nuevos y significativos volúmenes de gas para los clientes de gas doméstico de yacimientos terrestres de gas antes del 30 de junio de 2020. Los montos de las subvenciones serán de hasta el 50% de costos elegibles del proyecto con un máximo de \$ 6 millones por proyecto. Los proyectos pueden incluir nuevas tecnologías, una mejor utilización de la infraestructura existente, nueva producción cerca de las instalaciones existentes. Los criterios para la selección incluyeron la comercialidad del proyecto, la capacidad de aumentar los suministros domésticos de gas, la capacidad del operador y el impacto de los fondos de la subvención en el proyecto. Las solicitudes fueron aceptadas en enero-febrero de 2018.<sup>162</sup>

<sup>158</sup> 16 TX Admin Code §3.101

[http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac\\$ext.TacPage?sl=R&app=9&p\\_dir=&p\\_rloc=&p\\_tloc=&p\\_ploc=&pg=1&p\\_tac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=101](http://texreg.sos.state.tx.us/public/readtac$ext.TacPage?sl=R&app=9&p_dir=&p_rloc=&p_tloc=&p_ploc=&pg=1&p_tac=&ti=16&pt=1&ch=3&rl=101)

<sup>159</sup> Comisión de Ferrocarriles de Texas, "Incentivos Tributarios actuales por Indemnización, Texas" <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/publications-and-notices/texas-severance-tax-incentives-past-and-present/presenttax/>

<sup>160</sup> Departamento de Ingresos de Pensilvania, "Boletín de ventas y uso 2012-01: cuestiones de impuestos de ventas / uso para la preparación de sitios mineros", noviembre 15, 2013.

[http://www.revenue.pa.gov/GeneralTaxInformation/TaxLawPoliciesBulletinsNotices/Documents/Tax%20Bulletins/SUT/st\\_bulletin\\_2012-01.pdf](http://www.revenue.pa.gov/GeneralTaxInformation/TaxLawPoliciesBulletinsNotices/Documents/Tax%20Bulletins/SUT/st_bulletin_2012-01.pdf)

<sup>161</sup> Gobierno de Australia, "Elegibilidad de Incentivo Fiscal de I + D," <https://www.business.gov.au/assistance/research-and-development-tax-incentive/eligibility>

<sup>162</sup> Gobierno de Australia, "Programa de Aceleración de Gas," <https://www.business.gov.au/Assistance/Gas-Acceleration-Program>

Existe un programa similar en Australia del Sur: el programa de subvenciones del Plan de Aceleración de la Exploración de Gas (PACE). El objetivo del programa PACE es aumentar el suministro de gas en el mercado energético de Australia del Sur y aumentar la competencia entre los proveedores de gas.<sup>163</sup> El programa ha emitido 9 subvenciones en dos rondas por un total de \$ 47.78 millones. Los proyectos incorporaron gasoductos, pozos exploratorios, refracción de pozos, exploración profunda de carbón, pruebas de perforación bajo balance y modificaciones a la planta de gas.<sup>164</sup> Las subvenciones individuales variaron entre \$ 2-6 millones, pero incluyen más de \$ 223 millones en inversiones industriales de más de 200 PJ de gas específico y 1950 PJ de gas de seguimiento potencial<sup>165</sup>.

La iniciativa de Territorio del Norte: "Creando Oportunidades para la Exploración de Recursos" (CORE) apunta a la exploración, descubrimiento y desarrollo de nuevos recursos minerales y petrolíferos.<sup>166</sup> El Northern Territory Geological Survey (NTGS) está gestionando la iniciativa para concentrarse en adquirir nueva información geocientífica precompetitiva para estimular la exploración, evaluaciones regionales colaborativas del potencial de gas de "shale", subvenciones industriales para exploración de alto riesgo y programas para atraer inversiones en proyectos de recursos en el Territorio.

Los \$ 23.8 millones están dedicados a esta iniciativa vigente desde 2014-2018. Se aportaron \$ 2 millones adicionales específicamente para evaluar los recursos y potencial de gas de "shale" en el territorio durante 2014-2018. El programa incluye programas regionales de geo ciencia, geofísica y colaboraciones de perforación con compañías de exploración, programas de atracción de inversiones, entrega mejorada de datos geocientíficos. Las colaboraciones de geofísica y perforación incluyeron la asistencia de cofinanciación del 50% del costo del programa de hasta \$ 100,000 incluido GST en diez rondas. La información obtenida de los proyectos colaborativos se dará a conocer al público seis meses después de la finalización del trabajo de campo para fomentar una mayor exploración.<sup>167</sup>

### 2.2.1.2.3 Argentina

Argentina tiene varios incentivos diferentes dirigidos a promover el desarrollo de recursos no convencionales en Vaca Muerta al fomentar la innovación tecnológica o invertir en ciertas áreas.

**Decreto 927/2013** reduce o elimina los aranceles de importación de tecnología o equipos utilizados directa o indirectamente en el desarrollo de recursos no convencionales. La eliminación o reducción de los aranceles debe disminuir los costos y fomentar la introducción de las últimas tecnologías en Argentina.

**Decreto 929/2013** crea incentivos para la inversión privada en la exploración y producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales, y regula ciertos aspectos específicos de la producción de hidrocarburos no convencionales. Un régimen especial de exploración disponible para las compañías registradas que presenten un plan de inversión que incluya un mínimo de US \$ 1,000,000,000 dentro de los primeros 5 años del proyecto. Los beneficios incluyen:

- El derecho a exportar hasta el 20% de la producción de hidrocarburos producidos por el proyecto;
- El derecho a exportar tales hidrocarburos libre de derechos de exportación (tasa cero);

<sup>163</sup> Gobierno del sur de Australia, "PACE Gas," [http://petroleum.dpc.sa.gov.au/latest\\_updates/pace\\_gas](http://petroleum.dpc.sa.gov.au/latest_updates/pace_gas)

<sup>164</sup> *Ibid.*

<sup>165</sup> *Ibid.*

<sup>166</sup> Territorio del Norte, "Creando oportunidades para la exploración de recursos: Iniciativa de exploración" <https://core.nt.gov.au/exploration-initiative>

<sup>167</sup> Departamento de Industria Primaria y Recursos del Territorio del Norte, "Geofísica y colaboraciones de perforación," <https://dpir.nt.gov.au/mining-and-energy/geoscience-projects-and-initiatives/geophysics-and-drilling-collaborations>

- Disposición gratuita de los ingresos de exportación de dichos hidrocarburos (hasta el 20% de la producción de cada proyecto);
- En caso de que, debido al déficit de hidrocarburos, las exportaciones se limitaran a abastecer la demanda local, el derecho a cobrar por los hidrocarburos que podrían haberse exportado (20% de la producción de cada proyecto) y no se exportaron realmente, sería su precio de referencia internacional sin ninguna deducción por concepto de derechos de exportación; y,
- Las empresas incluidas en el régimen también tendrán derecho a solicitar concesiones para la producción de hidrocarburos no convencionales en los términos previstos en el Decreto 929, tal como se describe a continuación.

El Decreto 929 también creó la concesión para la producción de hidrocarburos no convencionales. Los titulares de las concesiones de producción de hidrocarburos tienen el derecho exclusivo de producir hidrocarburos de todos los yacimientos ubicados dentro de los límites de sus concesiones, independientemente de su condición convencional o no convencional. El decreto también establece que los gobiernos federales o provinciales (dependiendo de la ubicación geográfica de cada concesión) pueden dividir el área en concesión en nuevas áreas de producción no convencional y otorgar nuevas concesiones sobre esta última.

El objetivo principal de las concesiones de recursos no convencionales debe ser la producción de hidrocarburos no convencionales. Sin embargo, la producción de hidrocarburos convencionales también se permite como objetivo secundario. A diferencia de las concesiones convencionales, que se otorgan por un plazo de 25 años y pueden prorrogarse por un período adicional de 10 años, las nuevas concesiones para producción no convencional pueden otorgarse inicialmente por un período de 35 años.

Además, se enmendó la ley de hidrocarburos para fomentar el desarrollo de recursos no convencionales. Las principales enmiendas incluyen:

- introducción de nuevos términos para permisos de exploración con "objetivos no convencionales"
- la introducción de concesiones de explotación de hidrocarburos no convencionales por un plazo de treinta y cinco (35) años. Asimismo, la ley reconoce la posibilidad de solicitar varias prórrogas (cada una de ellas por un plazo de diez (10) años) para cada concesión.
- la prohibición de que los gobiernos federal y provinciales establezcan nuevos bloques a favor de los organismos provinciales o empresas estatales y, respecto de los bloques ya otorgados a dichas entidades a partir de la entrada en vigencia de la ley, la posibilidad de celebrar acuerdos de riesgo compartido o de asociación en los que la participación de estas entidades es "proporcional a las inversiones comprometidas que ya se han realizado".
- la eliminación de la restricción para la propiedad simultánea de más de cinco (5) permisos de exploración y de más de cinco (5) concesiones de explotación.
- la ratificación de una tarifa de regalías del 12% sobre la producción de hidrocarburos, la que se puede reducir al 5% teniendo en cuenta la ubicación de la productividad y las condiciones de los pozos.
- Permitir al órgano otorgante reducir hasta un 25% las regalías aplicables a la producción de hidrocarburos a favor de las empresas que soliciten una "concesión de explotación no convencional"; este beneficio puede durar hasta diez (10) años después de que el "proyecto piloto" llegue a su fin.

Argentina ha experimentado con la fijación de los precios del gas para garantizar la producción nacional de gas. El Plan de Gas se lanzó en 2013 para estimular la producción de gas fijando los precios del gas en el mercado nacional. Aunque expiraba en 2018, la Resolución ME N° 46/17 creó un programa para estimular las inversiones en proyectos de producción de gas natural en los yacimientos de recursos no convencionales de la Cuenca Neuquina. El programa es una extensión del Plan de Gas, inicialmente lanzado en 2013. El programa garantiza los siguientes precios mínimos para el gas de los yacimientos de recursos no convencionales vendidos en el mercado nacional, a partir de 2018 por un período de cuatro años:

- USD7.50/MMBtu en 2018,
- USD 7/MMBtu en 2019,
- USD 6.5 /MMBtu en 2020 y
- USD 6/MMBtu para finales de 2021

La diferencia entre el precio promedio ponderado efectivamente recibido por el productor por sus ventas de gas y el precio mínimo garantizado en el programa, será pagado por la República Argentina. La productora incluida en el programa recibirá el 88% de la diferencia de precio y el 12% restante irá directamente a la provincia que adjudicó la concesión. Este 12% cubre la regalía correspondiente al precio de venta, que habría sido pagadera a la provincia que otorgó la concesión, si el precio subsidiado se hubiera obtenido en el mercado libre.

#### 2.2.1.2.4 Reino Unido

No existen incentivos específicos relacionados con las actividades de desarrollo de recursos no convencionales de petróleo y gas en el Reino Unido. Sin embargo, el sistema fiscal del Reino Unido tiene la participación gubernamental más baja de todos los demás regímenes encuestados en este estudio. La participación general del gobierno tiene un límite del 40%.

Los gastos de exploración y evaluación incurridos antes de que un campo se considere comercial califican para el 100% de las asignaciones de I + D para los impuestos de sociedades y para los cargos suplementarios, pero no para las asignaciones mejoradas.

#### 2.2.1.2.5 Canadá

A nivel federal, los créditos fiscales a la inversión (ITC) están disponibles para gastos en investigación científica calificada y desarrollo experimental (SR & ED) en cualquier lugar de Canadá. El ITC se calcula multiplicando la cantidad de gastos calificados en SR & ED por un porcentaje según lo establecido en la legislación. La tasa es del 15% para los contribuyentes corporativos. El número de proyectos y montos que se pueden reclamar son ilimitados y una corporación puede cancelar hasta el 100% de la obligación tributaria federal como ITC en un año fiscal.

El marco de regalías modernizado de Alberta, aplicable a partir de enero de 2017, contiene un programa estándar y un programa de recursos emergentes. Según el programa estándar, los pozos pagarán una tasa fija de regalías del 5% hasta que sus ingresos combinados sean equivalentes a los costos objetivos del programa, después de lo cual los pozos estarán sujetos a las tasas normales de regalías. Las asignaciones de costos varían según la profundidad y la región del pozo. Se espera que los pozos más profundos obtengan una mayor asignación de costos en este marco. Bajo el programa de recursos emergentes que se aplica a las extensiones productivas de "shale" como el Duvernay, que están en proceso de ser probadas como extensiones productivas comercialmente viables, la asignación de costos es más alta que para otras extensiones productivas de "shale".

Columbia Británica tiene como objetivo la perforación de pozos difíciles, incentivando la producción durante las recesiones de la industria y fomentando el desarrollo de infraestructura en la provincia para colaborar con sus ciudadanos. Columbia Británica ha otorgado una serie de incentivos que consisten en reducir las regalías a lo largo de los años. Desde septiembre de 2009 hasta junio de 2010, Columbia Británica ofreció una reducción temporal de regalías para nuevos pozos perforados mediante un paquete de incentivos para el petróleo y gas con el fin de conservar la inversión y los empleos en el sector del petróleo y gas en Columbia Británica durante la recesión. El paquete de incentivos incluyó: 1) un programa de reducción de regalías del dos por ciento para todos los pozos de gas natural cuya perforación inició después del 31 de agosto de 2009 y antes del 1 de julio de 2010; 2) un aumento del quince por ciento en tablas de créditos por profundidad para todos los pozos de gas natural nuevos cuya perforación se inició después del 31 de agosto de 2009 y nueva profundidad vertical verdadera hasta el punto de terminación entre 1.900 y 2.300 metros para todos los pozos de gas horizontales nuevos cuya perforación se inició después del 31 de agosto de 2009; 3) \$ 50 millones adicionales asignados para el Programa de Crédito por Regalías de Infraestructura en septiembre de 2009; 4) mezcla de producción permitida de diferentes zonas en el área de llanuras; y 5) enmienda de las disposiciones reglamentarias de la licencia de perforación para crear flexibilidad permitiendo que la industria pase los pozos a producción sin perder privilegios para convertir las licencias de perforación en concesión. Del mismo modo, en 2012-2013, el gobierno provincial redujo las regalías para los recursos de gas de "shale" en al menos un 24 por ciento para impulsar el desarrollo.

Columbia Británica también proporciona incentivos para la perforación de pozos profundos.<sup>168</sup>

<sup>168</sup> Gobierno de Columbia Británica, "Programa de pozos," <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/natural-gas-oil/oil-gas-royalties/royalties-royalty-programs/deep-royalty-program>

- *Crédito para pozos profundos nivel 1:* pozos horizontales con puntos de terminación inferiores a 1900 metros o pozos de amplia profundidad con una profundidad total superior a 2500 metros recibirán unas regalías mínimas del 6%
- *Crédito para pozos profundos nivel 2:* Pozos verticales con una profundidad superior a 2500 metros o pozos horizontales que tienen un punto de terminación con una profundidad superior a 1900 metros. Los créditos varían según la ubicación y la composición dulce y agrio y recibirán una regalía del 3%.

Los subproductos de gas natural y gas natural producidos a partir de un pozo de descubrimiento profundo están exentos de regalías durante los primeros 36 meses productores o los primeros 283,000.000 m<sup>3</sup> de gas crudo producido, lo que ocurra primero.<sup>169</sup> Un pozo no puede calificar para excepción y crédito al mismo tiempo.

Un pozo descubridor profundo es aquel que:

- Tiene un punto de terminación con una profundidad vertical superior a 400 metros
- Tiene fecha de inicio de perforación posterior a noviembre 30,2003
- Está situado al menos a 20 km de distancia de la ubicación en superficie de cualquier pozo de un grupo reconocido en la misma formación, y
- No es parte de un proyecto de gas metano de carbón

El programa de crédito por concepto de regalías de infraestructura limpia anima a las compañías de petróleo y gas a solicitar una deducción en las regalías que de otro modo pagarían a la provincia en virtud de un proceso de presentación de solicitudes. Esta deducción puede ascender hasta 50% del costo de un proyecto elegible que haya sido aprobado como parte del programa. Los proyectos elegibles incluyen proyectos de reducción de emisiones de GEI centrados en reducciones procedentes de fuentes de venteo (únicamente actualizaciones y acondicionamiento), por ejemplo, conversiones de purgado neumático de alto a bajo, conversión de instrumentos de gas a instrumentos de aire, conversiones de bombas y proyectos de captura de gases de venteo; y proyectos que reducen las emisiones de GEI mediante la electrificación de equipos o instalaciones.

El programa de infraestructura por crédito y regalías fomenta nuevas inversiones de capital en infraestructura de petróleo y gas natural más allá de lo que ocurriría de otra manera. A través de este programa, las compañías de petróleo y gas pueden solicitar una deducción a las regalías que de otro modo pagarían a la provincia en virtud de un proceso competitivo de solicitud de aplicaciones. Esta deducción puede representar hasta el 50 por ciento del costo de la construcción de carreteras o tuberías aprobadas por el programa.

Para compensar el costo de exploración y producción en áreas subdesarrolladas de Columbia Británica., las compañías que califican pueden recibir un crédito de hasta el 50% del costo para construir carreteras o ductos. Cada año, se presentan solicitudes para el programa de crédito por concepto de regalías de infraestructura. La cantidad que le sea aprobada puede ser reclamada contra las regalías que se deban por concepto del formulario BC-15, Notificación de remesas de petróleo y gas natural.<sup>170</sup>

El programa de mejoramiento de caminos rurales de la industria del petróleo y gas (OGRRIP) financia proyectos de infraestructura vial y ayuda a la industria a explorar y extraer gas natural mediante la construcción de carreteras sólidas que puedan manejar el tráfico industrial. También ayuda a mitigar los impactos negativos del uso industrial de las

<sup>169</sup> Gobierno de Columbia Británica, "Exenciones de Regalías del Petróleo y Gas Natural," <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/natural-resource-taxes/oil-natural-gas/oil-gas-royalty/reduce/exemptions#discovery-wells>

<sup>170</sup> Gobierno de Columbia Británica. "Créditos: Crédito de reingreso de pozos profundos de gas natural" <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/natural-resource-taxes/oil-natural-gas/oil-gas-royalty/reduce/credits#natural-gas-deep-well-reentry-credit>

carreteras, como el polvo y las superficies cada vez más ásperas para los residentes. Desde 2001, el programa OGRRIIP ha mejorado unos 2500 kilómetros de carreteras y puentes que son utilizados ampliamente por la industria del petróleo y el gas en el noreste de Columbia Británica.

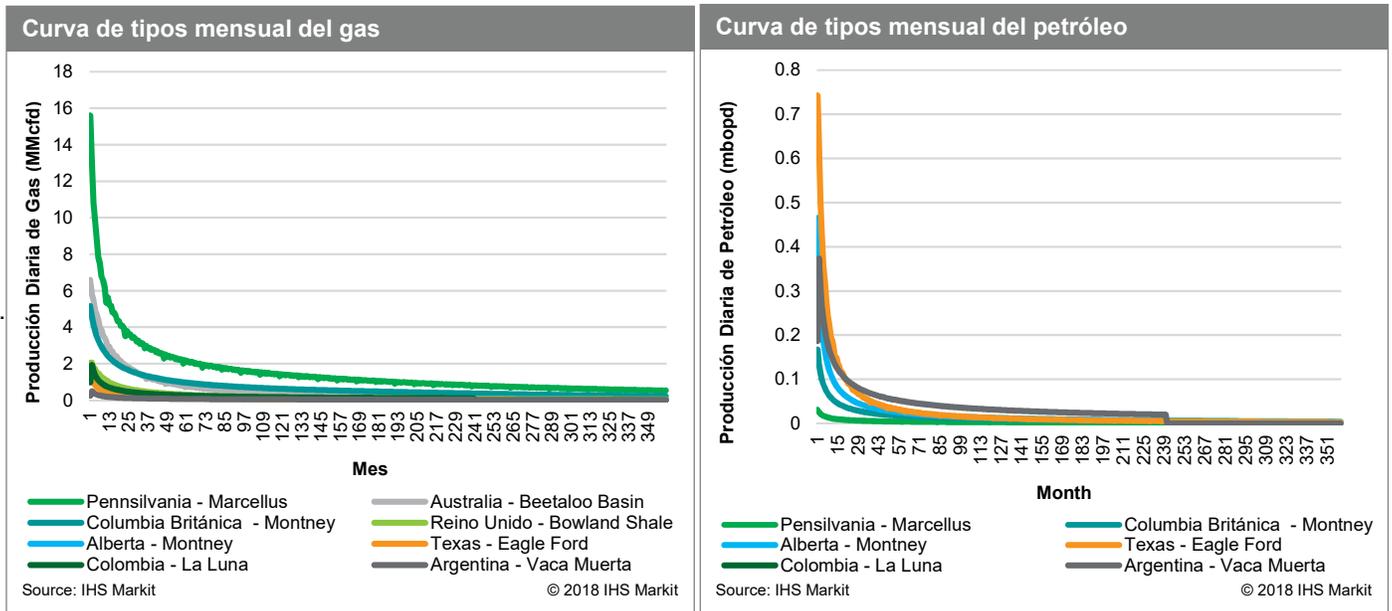
## 2.2.2 Análisis cuantitativo

### 2.2.2.1 Supuestos de modelación

#### 2.2.2.1.1 Perfil de tipo de curva

En total se compararon ocho jurisdicciones: cuatro en América del Norte y cuatro a nivel internacional, incluida Colombia. Las extensiones productivas varían entre el gas seco (las cuatro primeras en la siguiente tabla) y el petróleo volátil (los últimos cuatro en la siguiente tabla). Colombia – La Luna asume el mismo tipo de curva de petróleo que Argentina (Vaca Muerta), con la excepción de que tiene una relación gas-petróleo mayor, generando más producción de gas.

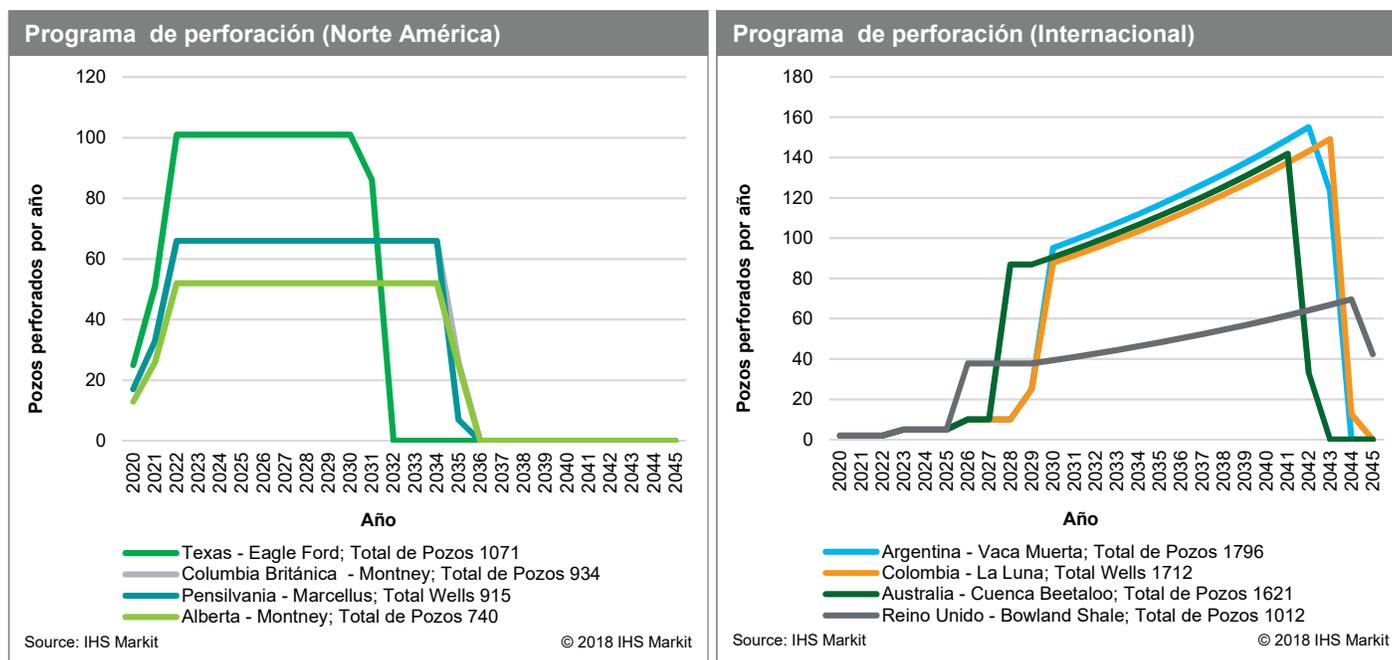
Las siguientes dos figuras muestran las curvas de tipo pozo único para cada una de las extensiones productivas. Obsérvese que Reino Unido - Bowland y Australia - Beetaloo Basin no cuentan con producción de petróleo asociada



#### 2.2.2.1.2 Proyecciones de desarrollos de recursos

Para comparar todas las jurisdicciones, todas las extensiones productivas proyectaron la primera perforación y producción en 2020. Las proyecciones del plan de desarrollo tienen un tamaño de proyecto típico para la extensión productiva (~ 1000-2000 pozos) que se perforan a lo largo del tiempo en función de los días de perforación, profundidad y disponibilidad de la torre de perforación.

Las extensiones productivas internacionales comienzan con una aceleración más lenta en la perforación dado que estas áreas constituyen desarrollos nuevos de recursos no convencionales. El número de pozos aumenta anualmente a medida que el número de días de perforación por pozo se reduce con el tiempo debido al conocimiento adquirido y la realización de la perforación más rápidamente. Las siguientes figuras muestran el programa de perforación en las extensiones productivas de América del Norte, que terminan con perforaciones más rápidas y las extensiones productivas internacionales, que tienen una incrementación más lenta.



### 2.2.2.1.3 Proyecciones de costos

Para las extensiones productivas de América del norte, las proyecciones de costos se derivaron del modelo no convencional propiedad de IHS que considera el rendimiento histórico, la profundidad y la longitud lateral. El modelo evalúa el uso de revestimiento, días de perforación, tipos de fracturación, alquiler de equipos, servicios y consumibles necesarios para los diferentes componentes de los gastos de capital. El modelo se actualiza periódicamente en función de las operaciones existentes en las diferentes extensiones productivas y por lo tanto considera las condiciones y tecnologías actuales del mercado. El modelo considera lo aprendido de los desarrollos de recursos de EE. UU. por lo que los días de perforación por pozo disminuyen con el tiempo. Sin embargo, los costos internacionales tienen primas que oscilan entre el 10 y el 50% más que los costos de EE.UU. debido a lo limitado del sector de servicios en estas jurisdicciones. Además, los costos de la perforación experimental o piloto serían incluso más altos que estos costos objetivo ya que los costos piloto son en orden de magnitud varias veces mayores. Por lo tanto, para Colombia - La Luna, hay dos casos evaluados en materia de economía: costos específicos y costos probables, con costos de perforación y terminación dos veces mayores que los del caso de costos específicos.

Debido a la limitación de las actividades de desarrollo de recursos no convencionales fuera de América del Norte, se utilizaron los análogos y la herramienta QUE\$TOR de IHS para estimar los costos en Argentina, Colombia, el Reino Unido y Australia. Actualmente hay producción en la extensión productiva Vaca Muerta en Argentina y los costos de la herramienta de estimación de costos de IHS QUE\$TOR fueron utilizados para Vaca Muerta. En la tabla a continuación aparece la información adicional.

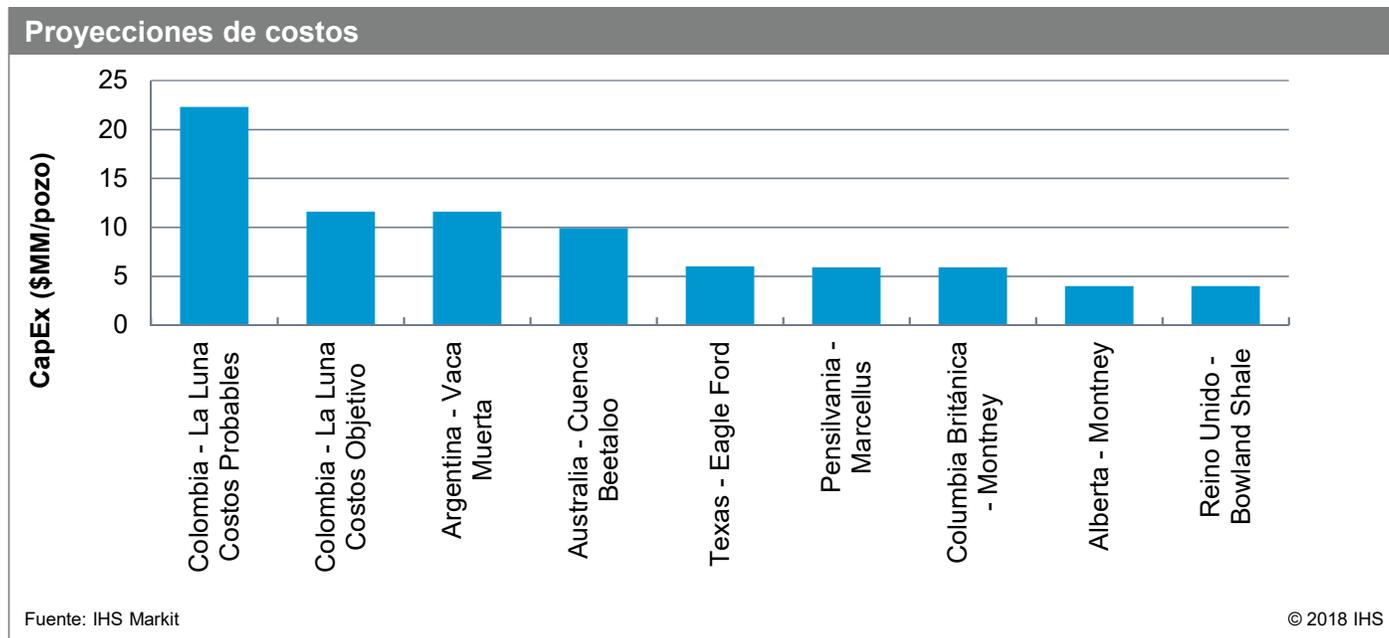
#### Metodología de las proyecciones de costos

Extensión productiva	Extensión productiva análoga	Ajuste de costos
Bowland Basin (Reino Unido)	Eagle Ford Dry Gas (EE. UU. -Texas)	Aumento de los días de perforación por la inmadurez de la extensión productiva (10%)
Cuenca Beetaloo(Australia)	Fayetteville (EE. UU. -Arkansas)	Aumento de los días de perforación por la inmadurez de la extensión productiva (50%)
La Luna (Colombia)	Vaca Muerta (Argentina)	Ajustes de costos por profundidad de la extensión productiva

## Metodología de las proyecciones de costos

Extensión productiva	Extensión productiva análoga	Ajuste de costos
Vaca Muerta (Argentina)	Vaca Muerta (Argentina)	IHS QUE\$TOR

El gasto de capital estimado para las ocho extensiones productivas del estudio se resume en la figura a continuación, con dos escenarios de costos para Colombia - La Luna. El gasto de capital por pozo incluye la porción de perforación, terminación e instalaciones.



### 2.2.2.1.4 Proyecciones de precios

El modelo se ejecutó con tres escenarios de precios para petróleo y gas utilizando el precio de 2018 sin aplicar la inflación.

**Proyección de precios**

	Precio real del petróleo \$ / barril 2018	Precio real del gas \$/ millones unidad térmica británica 2018
<b>Escenario bajo</b>	50	2.75
<b>Escenario base</b>	60	3.50
<b>Escenario alto</b>	70	4.25

### 2.2.2.1.5 Proyecciones fiscales

Los regímenes actuales de cada una de las jurisdicciones se modelaron utilizando los siguientes supuestos para regalías e impuestos.

		Alberta	Columbia Británica	Pensilvania	Texas	Colombia	Argentina	Reino Unido	Australia
Regalía	Tasafija	✗	✗	✓ 18%	✓ 22%	✗	✓ 12% <sup>a</sup>	✗	✓ 10%
	Escala variable	✓ 5-40%	✓ 5-27%	✗	✗	✓ 8-25% más ajustador	✗	✗	✗
Ad Valorem	Imp. uso rec.natur.	✗	✗	✗	✓ 4.6% & 7.5%	✗	✗	✓ 1% tasa comunitaria	✗
	Impuesto a la propiedad	✓ 1.3% of capex acum.	✓ 2.3% of capex Acum.	✗	✓ Varía	✗	✗	✗	✗
Impuesto a la renta	Federal	✓ 15%	✓ 15%	✓ 21%	✓ 21%	✓ 33%	✓ 25% in 2020+	✓ 30%	✓ 30%
	Provincial o estatal	✓ 12%	✓ 12%	✓ 10%	✗	✗	✗	✗	✗
Impuesto al carbón		✓ \$30-50/ton	✓ \$30-50/ton	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Otros impuestos		✗	✗	✓ Tasa de impacto \$5K-85K /Mcf	✓ Impuesto franquicia 0.75%	✓ ANH <sup>b</sup> ; Impuesto Ext <sup>c</sup> ; Tasas Ext. <sup>d</sup>	✓ 14% exención arancel impor.	✓ Impuesto ganancias adic. 10%	✓ PRRT 40%
Norteamérica					Internacional				

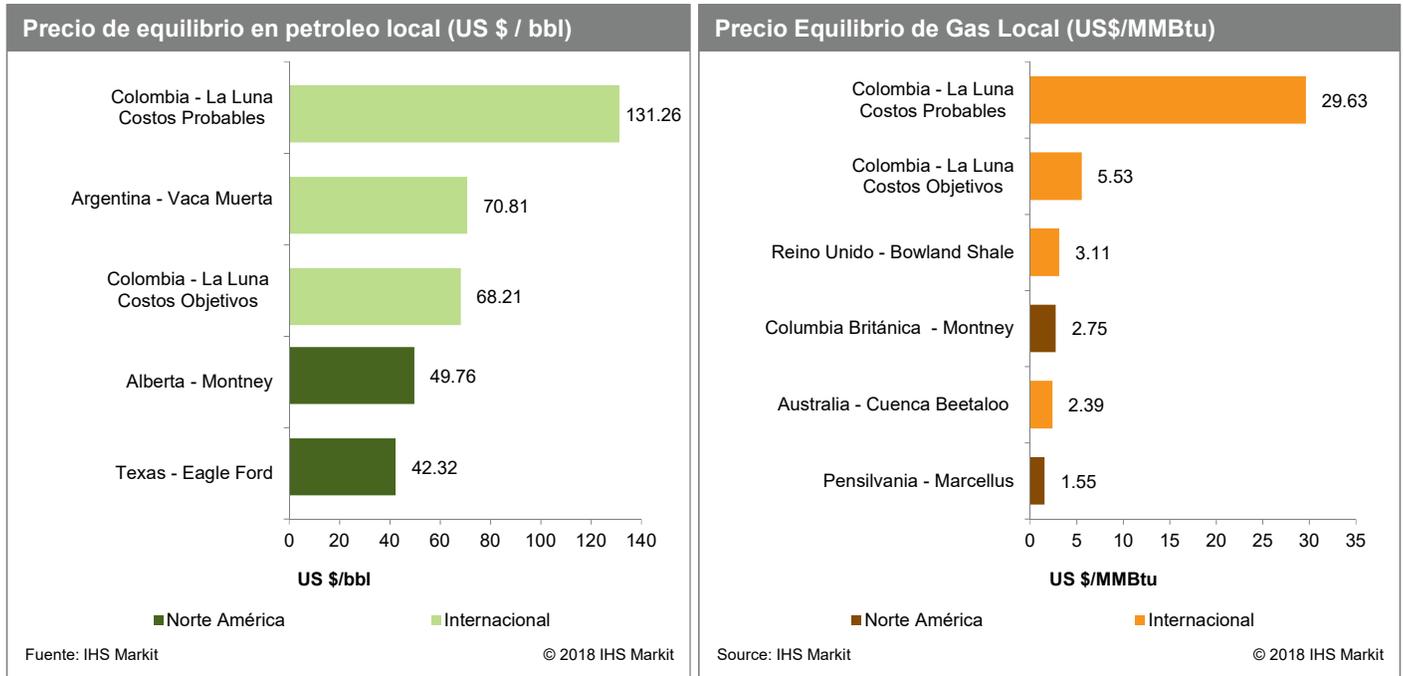
- Las tasas de regalías que se ilustran en la figura anterior son para el petróleo convencional. Las tasas para el gas son el 80% del petróleo. Las regalías de los hidrocarburos no convencionales - gas de "shale", petróleo de "shale", arenas bituminosas y arenas compactas - equivalen al 60% de las de petróleo convencional conforme al Decreto 4923 de 26 de diciembre de 2011.
- El impuesto a la participación en la producción de ANH es del 2.5% de los ingresos después de las regalías
- El impuesto a las ganancias extraordinarias de Colombia es del 30-50% de la diferencia porcentual entre el precio actual y el aplicable de 2018 de US \$ 90.27 / bbl y US \$ 8.41 / Mcf real 2018. Aplicado a los ingresos después de regalías y el impuesto de participación en la producción de ANH. Se ha proyectado una distancia al mercado de 275 km.
- Las tarifas de prórroga de explotación que se aplican a partir del año de producción 24 son del 10% para el petróleo y el 5% para el gas sobre los ingresos después de las regalías y el impuesto a la participación en la producción de ANH.
- Argentina permite un 25% de descuento en regalías para los primeros 10 años de producción.

### 2.2.2.2 Comparación entre jurisdicciones

#### 2.2.2.2.1 Ciclo completo de los precios de equilibrio

Los precios de equilibrio para el petróleo se calcularon fijando el precio del gas en un escenario base de \$ 3.50 / MMBtu y cambiando el precio del petróleo hasta que el proyecto alcanzara una tasa interna de retorno (TIR) del 10% para el inversionista. Esto equivale a cuando el valor real neto actual del flujo de efectivo de 2018 después de impuestos de los inversionistas sea igual a 0 al aplicarse una tasa de descuento del 10%. Los precios de equilibrio del gas se calcularon de manera similar pero fijando el precio del petróleo en el escenario base de \$ 60 por barril.

Los siguientes gráficos muestran los resultados entre las extensiones productivas dominantes con gas y las dominantes con petróleo. Colombia muestra dos casos: costos objetivos y costos proyectados, en los que el escenario ideal sería el tomar los costos equivalentes de los EE. UU al inicio de la perforación del recurso no convencional pero con el conocimiento específico logrado con la incorporación del ahorro de costos a largo plazo. El segundo caso es el caso probable, caso de altos costos en el que el aprendizaje necesario para hacer que la perforación del recurso no convencional sea económico, no ocurra.



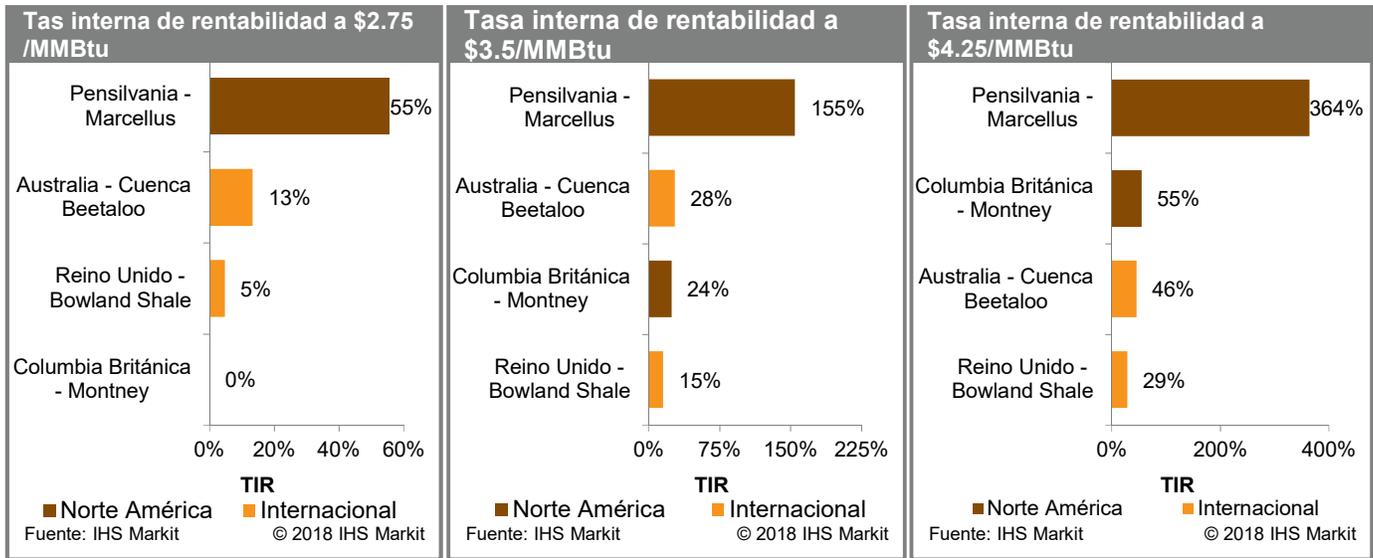
*Nota: Precio de equilibrio: precio del petróleo o del gas al precio del mercado local (incluidos los diferenciales con los precios de referencia) necesarios para recuperar los costos y lograr una tasa de rentabilidad de la inversión del 10%. Esto no representa necesariamente la tasa crítica de rentabilidad del inversor. Por lo general, las empresas esperan tasas de rentabilidad internas por encima del rango del 15-18%.*

Los precios de equilibrio de Argentina y Colombia son altos antes de los incentivos. Las extensiones productivas en América del Norte tienen los precios de equilibrio más bajos con costos más bajos y una industria no convencional más avanzada.

#### 2.2.2.2 Tasa de rentabilidad interna en los escenarios de precios

Al comparar las extensiones productivas dominantes de gas, Marcellus excede el escenario de precio base dado que tiene el precio de equilibrio más bajo y la mayor productividad de gas por pozo.

Las extensiones productivas de Marcellus y la cuenca de Beetaloo pueden tolerar un entorno de gas de bajo precio. En un entorno de mayor precio del gas, el Montney tiene mejores tasas de utilidad que Beetaloo y Bowland Shale.



Nota: El análisis proporcionado aquí no incluye las diferencias en los límites de tiempo de los permisos reglamentarios.

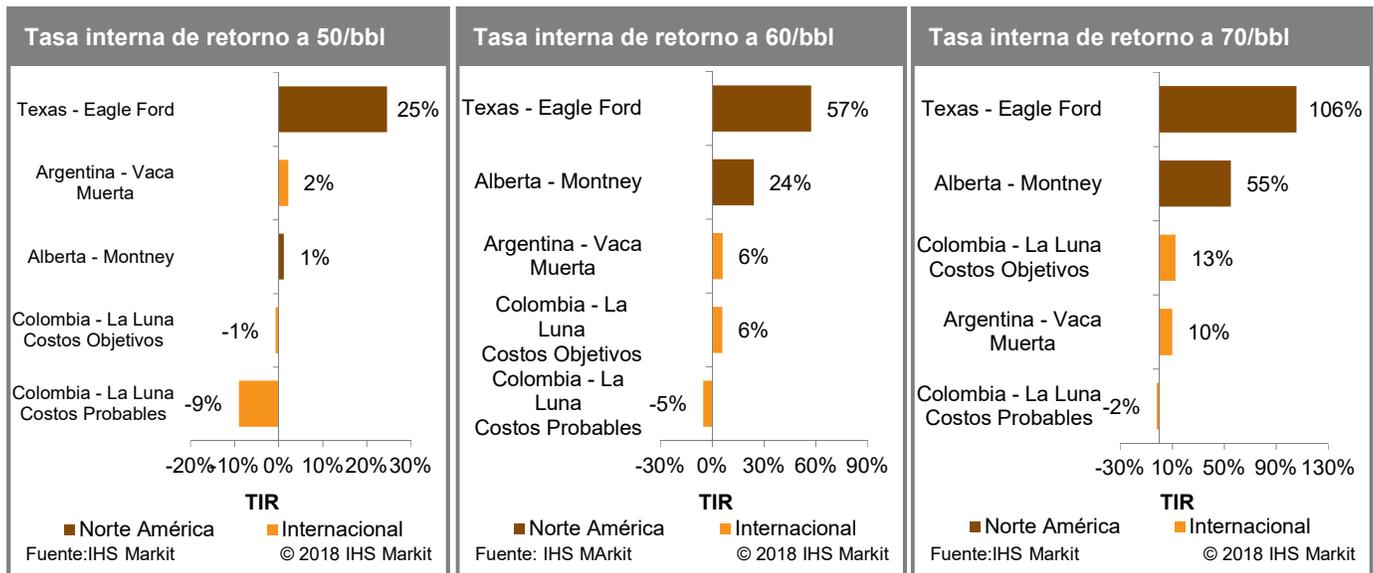
Los escenarios de precio bajo, base y alto están a nivel del mercado local para cada una de las jurisdicciones. El escenario del precio base para el gas es de \$ 3.50 / MMBtu y de \$ 60 / bbl para el petróleo.. El mínimo es de \$ 2.75 / MMBtu para el gas y \$ 50 / bbl para el petróleo. El más alto es el gas a \$ 4.25 / MMBtu y el petróleo a \$ 70 / bbl.

La tasa interna de rentabilidad (TIR) del inversionista refleja la tasa de descuento real que generaría un valor actual neto (VAN) de cero cuando se aplica al flujo de efectivo neto del inversionista después de todos los gravámenes e impuestos

Al observar las extensiones productivas predominantes del petróleo, solo las extensiones productivas norteamericanas tienen una TIR superior al 10% en el escenario de precios base de \$ 60/ barril.

Al observar los otros escenarios de precios, solo el petróleo Eagle Ford toleraría un entorno de bajo precio del petróleo.

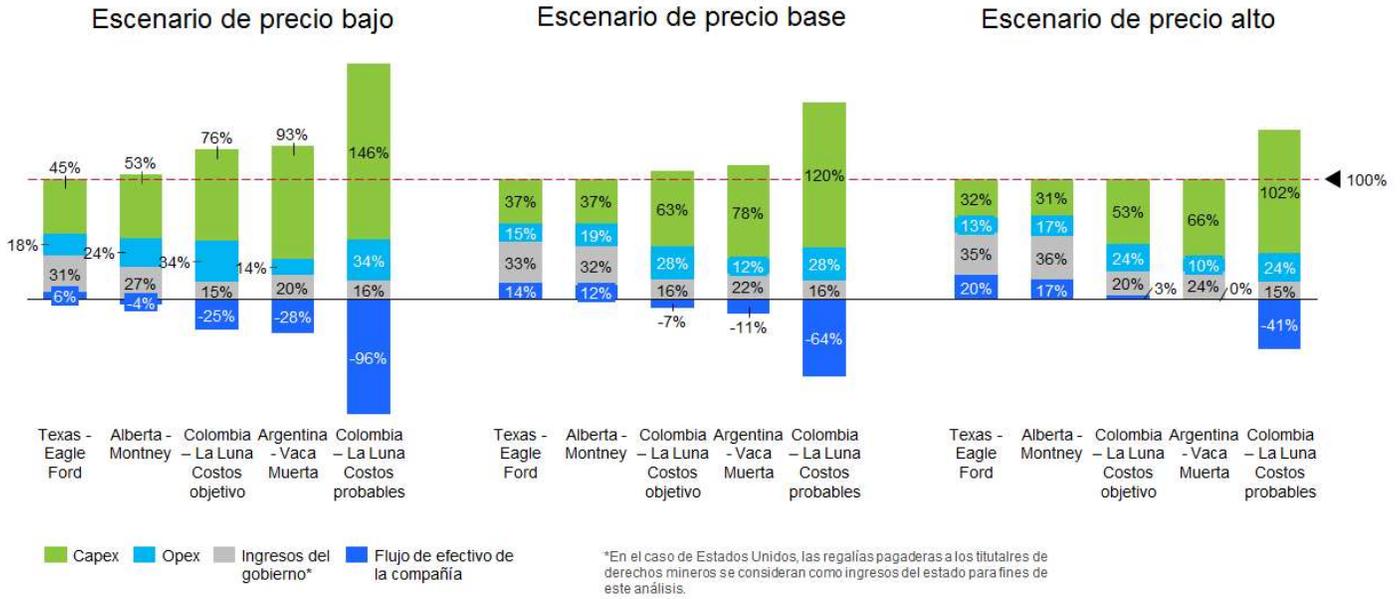
Para que los costos objetivos de La Luna y Vaca Muerta sean satisfactorios se hace necesario un entorno de precios elevados del petróleo. La TIR de Colombia excede la TIR de Argentina a \$ 70/ bbl, sin embargo, esa tasa de rentabilidad podría no ser alcanzable aún en Colombia. En los costos probables de La Luna, la tasa de rentabilidad aún no es positiva a \$ 70/bbl, lo que indica que se necesita un precio de equilibrio mucho más alto.



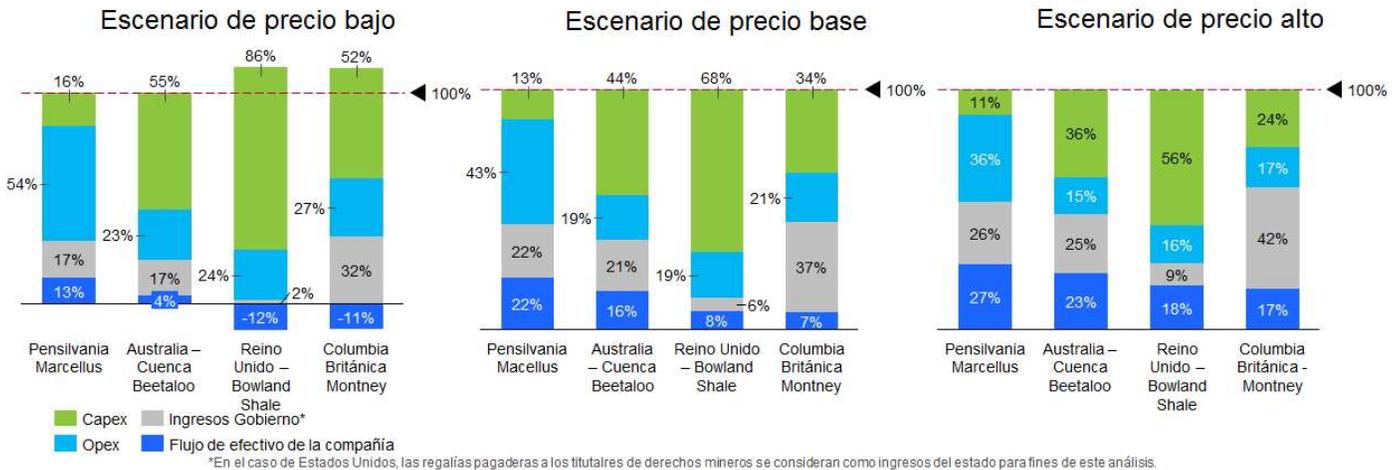
2.2.2.2.3 Participación con descuento por barril

La participación con descuento por barril muestra el desglose de qué porcentaje del ingreso bruto se destina al capital, gastos operacionales, gobierno (regalías + impuestos) y el flujo de caja de la empresa (inversor). Para las extensiones productivas predominantes del petróleo, Texas - Eagle Ford muestra los niveles más altos de ingresos para el gobierno y de porcentaje de inversionistas tanto en el escenario de precios bajos como base, ya que los componentes del costo (gastos de capital y operativos) son menores en comparación con las otras extensiones productivas.

Para Colombia – La Luna, el caso de los costos probables (alto) refleja los gastos de capital como un porcentaje mayor a expensas de un mayor flujo de efectivo negativo de la compañía, en tanto que los gastos e ingresos para el gobierno siguen siendo el mismo porcentaje.



Para las extensiones productivas de gas predominante, la participación del barril o unidad de gas vendida muestra que la mayor participación de los inversionistas se ve en Pensilvania proveniente Marcellus, pero el ingreso más alto para el gobierno es para Columbia Británica proveniente de Montney. En comparación, los costos representan un porcentaje más alto en el Reino Unido - Bowland Shale (~ 85% en el escenario de precios base), lo que da lugar a ingresos más bajos por concepto de la participación del gobierno y de los en los ingresos del proyecto.



### 2.2.2.2.4 Participación del gobierno

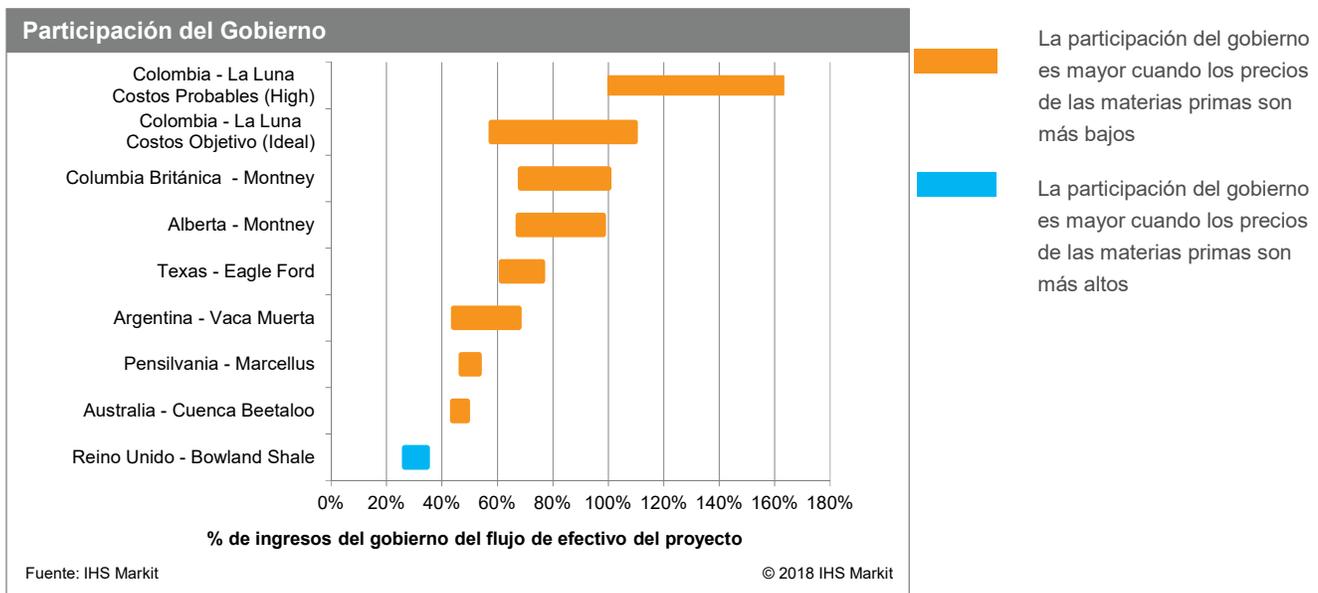
La participación del gobierno es el porcentaje del flujo de efectivo del proyecto que le corresponde al gobierno, calculado sobre la suma de los componentes del flujo de efectivo no descontados. También lo inverso a la participación del inversor, es decir, el porcentaje del flujo de efectivo del proyecto que le corresponde al inversor. La ecuación se indica a continuación.

$$\text{Participación del gobierno} = 1 - \frac{\text{SUM}(\text{Flujo de efectivo después de impuestos para el inversor})}{\text{SUM}(\text{Ingresos} - \text{capex} - \text{opex})}$$

La participación del gobierno es de alrededor del 45% o más en todas las jurisdicciones y precios.

En el caso de los costos objetivo, la participación del gobierno de Colombia es superior al 100% en el escenario de precios bajos porque la economía del proyecto es negativa. En el escenario de precios altos, el impuesto sobre las ganancias extraordinarias de Colombia no está aún activo, como resultado, la participación se reduce al 58% lo cual es una participación menor a la de las extensiones productivas de Canadá.

En el caso de los costos probables de Colombia (Alto), los escenarios base y de bajo precio tienen un flujo de efectivo negativo para el proyecto, lo que da como resultado una participación del gobierno de > 100%.



## 2.2.3 Incentivo potencial para Colombia

### 2.2.3.1 Impacto de los incentivos fiscales individuales en el precio de equilibrio del petróleo

Para evaluar el impacto potencial de los incentivos fiscales en Colombia – La Luna, cada incentivo fue aplicado uno a la vez para ver el impacto individual en Colombia - El precio de equilibrio del petróleo de La Luna.

Se probaron los siguientes incentivos, basados en otras jurisdicciones o en potenciales para aliviar la carga sobre el inversor

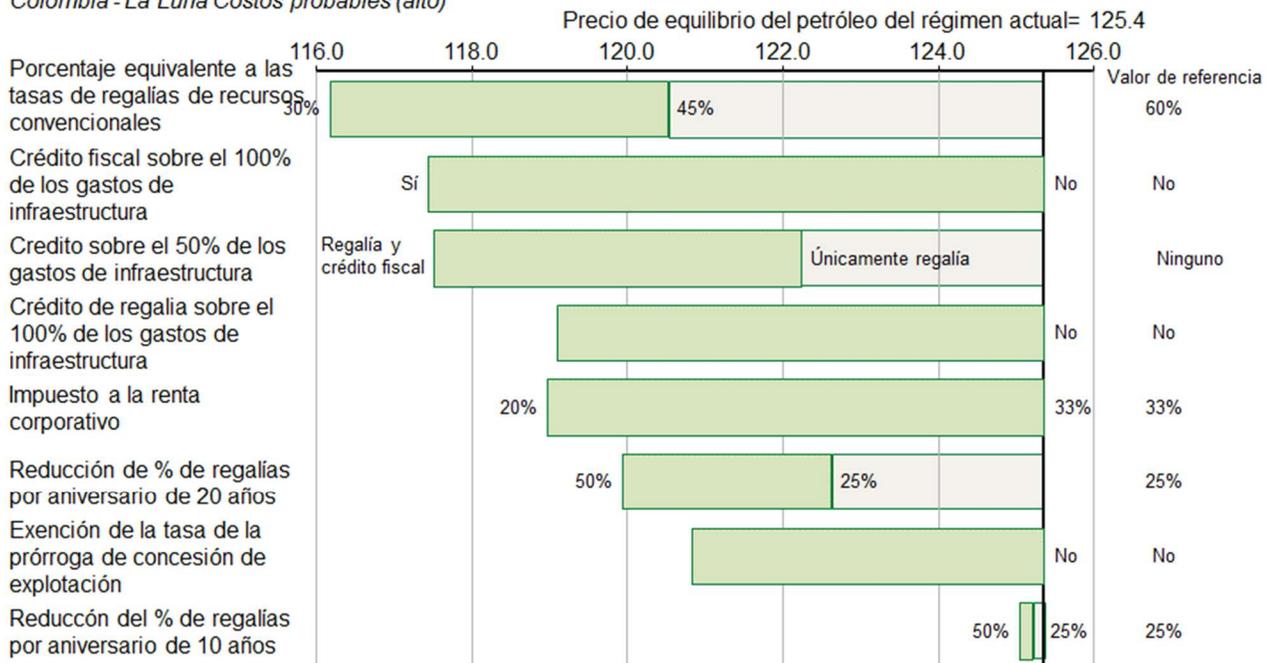
- Crédito en el gasto de infraestructura, aplicado a las regalías, impuesto sobre la renta, o ambos
  - Las áreas remotas sin infraestructura existente han recomendado otorgar regalías o crédito fiscal para los gastos en infraestructuras, ya que el área y el gobierno se beneficiarían del gasto de la infraestructura.
- Porcentaje equivalente de las tasas de regalías convencionales
  - En la actualidad, el desarrollo de recursos no convencionales paga el 60% del equivalente de las tasas de regalías de los recursos convencionales; si este porcentaje se redujera, se reducirían aún más las regalías.

- Tasa del impuesto de renta corporativa.
  - Según el régimen actual, el impuesto a la renta es del 33%, pero las áreas que califican para el régimen de zona franca sería del 20%
- Reducción de regalías de 10 o 20 años
  - Argentina tiene una reducción del 10% en las tasas de regalías durante 10 años
- Exención de la tasa de la prórroga de concesión de explotación
  - Esta se aplica actualmente como el 10% o 5% de los ingresos brutos después de regalías e impuesto de participación en la producción de ANH comenzando en el año de producción 24. Como los desarrollos de recursos no convencionales tienen un largo período de producción, una exención podría ser apropiada.

El precio de equilibrio del petróleo es de \$ 125.40/ barril según el régimen actual asumiendo el caso de costos probables. El gráfico de tornado a continuación muestra un incentivo fiscal en cada fila, y el ancho de la barra muestra el cambio en el precio del petróleo. Por ejemplo, la primera barra muestra el incentivo fiscal de reducir las tasas de regalías. La barra completa muestra el cambio en el precio de equilibrio del petróleo al pagar un equivalente del 30% de las tasas de regalías convencionales en lugar del régimen actual del 60% de equivalencia. El nuevo precio de equilibrio del petróleo sería de alrededor de \$ 116/ barril. Si el incentivo aplica solo el 45% de equivalencia de las tasas de regalías, entonces el precio de equilibrio del petróleo descendería a \$ 120.50/ barril. La columna de la derecha muestra cuál es el valor de sensibilidad en el régimen actual, que tiene un valor del 60% de equivalencia de las tasas de regalías convencionales.

Los principales incentivos serían los créditos en gastos de infraestructura y las reducciones adicionales de la tasa de regalías (las tasas de regalías de los recursos no convencionales actuales equivalen al 60% de las del petróleo convencional).

Colombia - La Luna Costos probables (alto)



<sup>1</sup> Las regalías actuales sobre los hidrocarburos no convencionales (gas de esquisto bituminoso, petróleo de esquisto bituminoso, arenas bituminosas y arenas compactas) equivalen al 60% de las del petróleo convencional. 22 Decreto 4923 de 28 de diciembre de 2011

### 2.2.3.2 Posible impacto acumulativo de los incentivos fiscales en el precio del punto de equilibrio

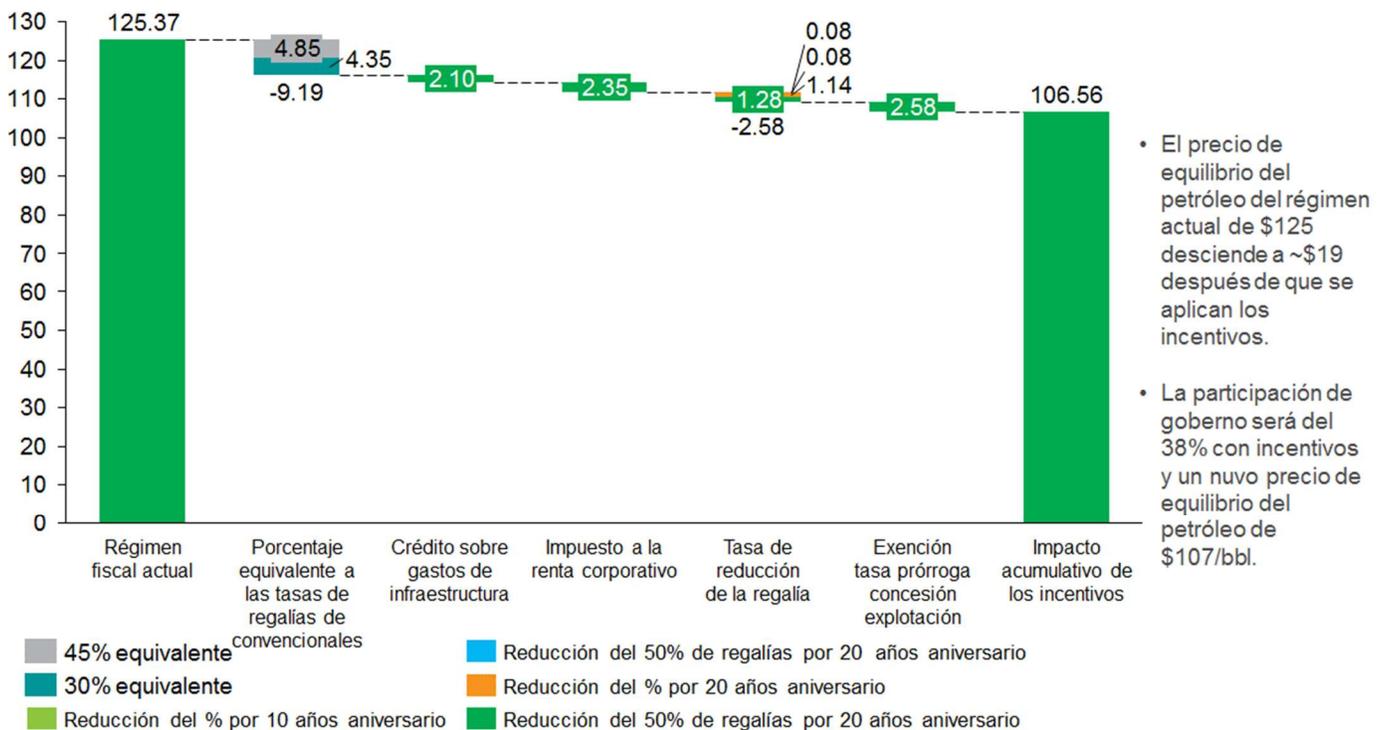
Si se aplicaran todos los incentivos explorados en la sección anterior, el impacto acumulativo podría reducir potencialmente el precio del petróleo en casi \$ 19 / barril.

El mayor incentivo sería reducir aún más las tasas de regalías, reduciendo el precio de equilibrio en \$ 9.19, según se muestra en la segunda columna en la tabla de cascadas a continuación.

Se debe tener en cuenta que la cascada muestra el impacto acumulativo, por lo que cada incentivo se agrega uno sobre otro desplazándose de izquierda a derecha. Como resultado, la tercera columna, que representa el 100% de los gastos de infraestructura ya que el crédito fiscal, tiene menos impacto que el que se muestra en la tabla de tornado anterior porque se aplicaron otros incentivos de reducción de regalías.

El régimen actual de la participación del gobierno es superior a una participación del 100% con una economía de proyecto negativa. La participación del gobierno sería del 38% después de aplicar todos los incentivos al precio de equilibrio del petróleo.

**Possible impact cumulative of the fiscal incentives on the price of the equilibrium point**



*Nota: Precio de equilibrio – el precio del petróleo o gas al precio de referencia Hub necesario para recuperar los costos y lograr una tasa de rentabilidad del 10%*

