

UNIVERSIDAD IBEROAMERICANA

Estudios con Reconocimiento de Validez Oficial por Decreto Presidencial  
del 3 de abril de 1981



**“PLANTEAMIENTO DE UN MARCO REGULATORIO EN LAS  
ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE LUTITAS:  
ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE  
AGUA”**

**T E S I S**

Que para obtener el grado de  
**MAESTRO EN POLÍTICAS PÚBLICAS**  
presentan:

**PABLO ENRÍQUEZ RODRÍGUEZ**  
**MARÍA DE LOURDES PÉREZ MILCHORENA**

Director de Tesis: Dr. Irving Rosales Arredondo  
Lector: Dr. César Velázquez Guadarrama  
Lector: Mtra. Diana Piloyan Boudjikianian

# Índice

---

I.	INTRODUCCIÓN.....	1
II.	MARCO TEÓRICO .....	7
III.	LOS COSTOS DE OPERACIÓN EN LA INDUSTRIA DE LUTITAS .....	18
	3.1 Situación en México .....	25
	3.2 Situación en Estados Unidos.....	36
	3.3 Situación en Canadá .....	39
	3.4 Situación en Reino Unido .....	40
	3.5 Algunas enseñanzas .....	41
IV.	TECNOLOGÍA PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA Y SU UTILIZACIÓN PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	43
V.	ALTERNATIVAS Y CRITERIOS ECONÓMICOS DE VIABILIDAD.....	52
	5.1 Uso económico.....	52
	5.1.1 Tipos de Uso del Agua.....	57
	5.1.2 Valor económico .....	58
	5.2 Costos.....	59
	5.3 Planteamiento de alternativas. ....	64
	5.4 Selección de criterios. ....	69
	5.5 Proyección de los resultados.....	70
	5.6 Matriz de confrontación de costos. ....	71
	5.7 Algunas recomendaciones .....	73
VI.	DISCUSIÓN DE POLÍTICA PÚBLICA Y CONCLUSIONES.....	76
VII.	GLOSARIO .....	83
VIII.	NOMENCLATURA .....	87
IX.	BIBLIOGRAFÍA .....	89

# I. INTRODUCCIÓN

---

En México, la demanda de energía crece más rápidamente que el Producto Interno Bruto (PIB) y hasta ahora las dos terceras partes de la generación de energía se ha logrado a través de los recursos naturales no renovables como el petróleo. Desafortunadamente, las reservas probadas de hidrocarburos<sup>1</sup> se han reducido. Como puede observarse en la Figura 1, según cifras de la Secretaría de Energía, dentro del periodo de 2001 a 2011 existió una trayectoria descendente de las reservas y de la producción nacional de hidrocarburos, con una tasa media de crecimiento anual (TMCA) negativa de -2.20 y -1.50 por ciento, respectivamente. De acuerdo con diversos estudios llevados a cabo por el gobierno federal mexicano, a falta de descubrimiento de nuevos yacimientos de extracción “fácil” y de seguir con el mismo ritmo de extracción y demanda de hidrocarburos para el consumo interno y la exportación, las reservas de hidrocarburos se agotarán en menos de 20 años, y entonces el país se enfrentará a severas limitaciones para su crecimiento económico provocando mayor dependencia del extranjero.

AÑO	Reservas totales de hidrocarburos 2001-2012	Producción nacional 2001-2012
	(millones de barriles de petróleo equivalente)	(miles de barriles diarios)
2001	56,154	3127.0
2002	52,951	3177.1
2003	50,032	3370.9
2004	48,041	3382.9
2005	46,914	3333.3
2006	46,418	3255.6
2007	45,376	3075.7
2008	44,483	2791.6
2009	43,563	2601.5
2010	43,075	2575.9
2011	43,074	2550.1
2012	43,873	n.d.
<b>TMCA</b>	<b>-2.20</b>	<b>-1.50</b>

Figura 1. Reservas y producción de hidrocarburos en México 2001-2012

Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía. *Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026*. México 2012.

---

<sup>1</sup> Las reservas probadas de hidrocarburos o 1P son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos geológicos y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.

Asimismo, “se prevé que, en el corto plazo, una parte significativa de la producción de petróleo crudo provendrá de campos maduros,<sup>2</sup> en tanto que las nuevas cuencas petroleras a explorar se encuentran en áreas de geología cada vez más complejas o en aguas profundas”.<sup>3</sup>

Para contrarrestar esta falta de oferta de aceite y gas, a nivel mundial principalmente en Estados Unidos, la extracción de aceite y gas de lutitas se ha convertido en una importante fuente alterna de energía. Esto ha repercutido en la disminución del precio del combustible y el aumento de la reserva de hidrocarburos, en la oferta del petróleo y de condensados de gas natural.

En la actualidad, México cuenta con el potencial de sumarse a esta ola de posibilidades para extraer gas y aceite de lutitas, pues diversos estudios geológicos han demostrado que el país cuenta con vastos recursos que se encuentran en yacimientos no convencionales (principalmente aguas profundas y formaciones de lutitas o *shale*).<sup>4</sup> Sin embargo, dada la condición geológica de origen<sup>5</sup>, que impide un fácil acceso, la extracción de aceite y gas de un yacimiento no convencional es más cara, al requerir de una mayor cantidad de capital y alta capacidad técnica.<sup>6</sup>

Así, como plan estratégico para satisfacer la creciente demanda interna de hidrocarburos, el gobierno federal mexicano ha optado por impulsar y llevar a cabo la Reforma Energética, firmada el 20 de diciembre de 2013, que pretende incentivar la inversión de capital extranjero y la inclusión de nuevas tecnologías. Dentro de los principales objetivos de esta Reforma está el promover la industria energética a través de la extracción del gas

---

<sup>2</sup> Un campo maduro es aquél donde se ha rebasado el pico de producción previsto en él y se encuentran en su etapa de declinación productiva, en México actualmente todos los campos ya son considerados maduros.

<sup>3</sup> Secretaría de Energía. *Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026*. México 2012.

<sup>4</sup> El estudio de la *Energy Information Administration* de Estados Unidos, ubica a México como el sexto país con mayores recursos técnicamente recuperables de aceite y gas de lutitas y el octavo de petróleo de lutitas.

<sup>5</sup> Para el caso de aguas profundas la extracción de hidrocarburos implica rescatarlos cuando se encuentran a más de tres mil metros de profundidad del mar y para el caso del gas de lutitas esta roca es de baja permeabilidad y porosidad.

<sup>6</sup> Las condiciones a las que se trabaja en aguas profundas hace necesario el uso de sofisticados equipos tecnológicos, como son vehículos submarinos de control remoto y robots, esto se debe a que a esas profundidades la presión atmosférica es de hasta tres toneladas por centímetro cuadrado, asimismo, para la extracción del gas de lutitas la inversión se eleva debido a que se utiliza una tecnología más sofisticada y pozos horizontales que en promedio por cada pozo se requiere una inversión de entre 10 y 20 millones de dólares.

y aceite de lutitas, pero es un nuevo reto cuya particular atención se centra en la técnica comúnmente utilizada para su obtención denominada fracturamiento hidráulico o *fracking*, pues consiste en introducir millones de litros de agua mezclada con arena y químicos para romper la roca y liberar los hidrocarburos que en ella se encuentran. Además de esto, el riesgo de inversión es grande pues "...Dado lo novedoso de su explotación, no existe historial suficientemente largo para sacar conclusiones sobre procesos de exploración, picos y declives de producción y técnicas de recuperación de los recursos".<sup>7</sup>

Sumado a los altos costos de inversión y a la falta de experiencia para su obtención, los sitios con potencial de gas y aceite de lutitas, forman parte de una gran cuenca denominada *Eagle Ford* ubicada en el estado de Texas<sup>8</sup>, Estados Unidos, que desciende a la zona árida de la frontera noreste de México. De acuerdo a estudios exploratorios del gas y aceite de lutitas, realizados desde principios de 2010 por Petróleos Mexicanos (Pemex), se identificaron 5 provincias geológicas con gran potencial en México, las cuales se muestran en la Figura 2, y son: Chihuahua, Sabinas – Burro - Picachos, Burgos, Tampico - Misantla y Veracruz.

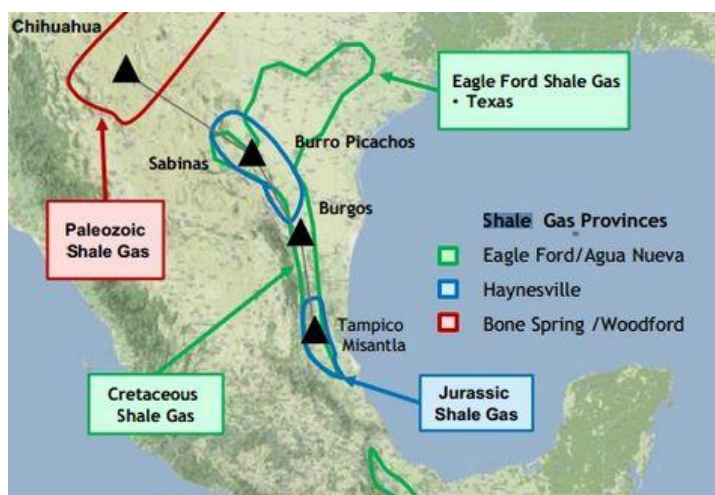


Figura 2. Provincias geológicas con potencial de gas y aceite de lutitas.  
Fuente: <http://www.energia.gob.mx/webSener/shale>

Con el descubrimiento de los yacimientos de gas natural no convencional extraído de lutitas se tiene, por un lado, un potencial económico en términos energéticos. Pero por el

<sup>7</sup> ESTRADA, Javier H. (2013) Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica. CEPAL, México.

<sup>8</sup> En el estado de Texas, Estados Unidos esta cuenca se extiende de norte a sur a lo largo de treinta condados hasta la frontera con México.

otro, un reto ambiental importante cuyo impacto principal será en el manejo y utilización del agua, por el alto consumo que de ésta se necesita para la aplicación de la técnica de extracción y la ausencia del vital líquido en la zona. Tal como señala Estrada (2013): “La nueva industria del shale gas podría representar una aportación significativa para cubrir las necesidades de México a largo plazo; sin embargo, es necesario dimensionar y tomar las medidas para mitigar los impactos ambientales derivados de la producción del gas no convencional.”<sup>9</sup>

Actualmente existe un debate internacional acerca de posibles riesgos ambientales y de salud asociados a la utilización de esta tecnología. Organizaciones no gubernamentales alrededor del mundo se están manifestando en contra de la práctica de esta técnica, ampliando la controversia alrededor del tema tanto por el uso intensivo del agua y la contaminación de acuíferos, como por la posibilidad de ocasionar movimientos sísmicos. De aquí la necesidad e importancia de plantear un marco regulatorio efectivo si se quiere convertir al gas natural de lutitas en una fuente de bienestar y crecimiento.

Según la práctica desarrollada en México y en otros países, el origen del agua para el fracturamiento hidráulico comúnmente proviene de aguas dulces como ríos y lagos, por su fácil acceso y “bajo costo”. Sin embargo, el agua dulce es un recurso limitado, de hecho, el ser humano para su consumo sólo puede acceder a menos del uno por ciento del agua dulce superficial subterránea del planeta<sup>10</sup>, esto lo hace un recurso todavía máspreciado para la humanidad y no debería contemplarse su utilización en el uso de tecnologías como el fracturamiento hidráulico. Principalmente, en una zona donde ya se presenta escasez de este recurso. Conscientes de esta problemática, es objeto principal de este trabajo proponer otras opciones para la práctica del fracturamiento hidráulico, como el uso de agua producida, agua congénita o incluso agua tratada, por lo que se realizará un estudio costo-beneficio a fin de determinar la viabilidad económica y ambiental de estas opciones y, finalmente establecer con esto las bases para el marco regulatorio adecuado para la extracción del gas y aceite de lutitas.

---

<sup>9</sup> ESTRADA, Javier H. (2013) Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexiones para Centroamérica. CEPAL, México.

<sup>10</sup> Según el programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), el agua cubre el 75% de la superficie terrestre de los cuales el 97.5% es salada y sólo el 2.5% es dulce.

El presente trabajo, atenderá la relevancia del tema de extracción del gas y aceite de lutitas que surge al considerar la experiencia ambiental y la percepción social de cautela, vinculada al desarrollo de la industria energética y de la economía en general. En este contexto, el presente documento tiene como objetivo hacer una revisión de la trayectoria en los principales países que han realizado la explotación comercial aplicando la técnica del fracturamiento hidráulico y establecer a partir del análisis de costo beneficio de los principales tipos de agua (desde la distinción de su origen y factibilidad), la mejor opción en materia regulatoria requerida para México, realizando un análisis sensible de las necesidades ambientales que la ciudadanía mundial exige.

El actual marco normativo ambiental presenta demasiada vulnerabilidad ante los procesos del fracturamiento hidráulico, por lo que el reto consiste en plantear una regulación que cubra en materia ambiental y económica lo necesario, confrontando los proyectos energéticos de carácter estratégico para el país, con las externalidades negativas implícitas en la exploración y extracción de hidrocarburos no convencionales, siendo este un momento crucial para la implementación de ésta detonado por la Reforma Energética.

El trabajo está integrado de cinco capítulos. Dentro del marco teórico, Capítulo 1, se presenta una breve explicación del contexto actual de la industria energética en México, la naturaleza geológica de las lutitas y el fracturamiento hidráulico, proceso necesario para la extracción del gas y aceite de lutitas. En el Capítulo 2, se establece la importancia de la estructura de costos en una industria intensiva en capital, y se presenta un análisis de las mejores prácticas y estándares a partir de la experiencia de otros países, principalmente Estados Unidos, tomando en consideración la situación actual de México.

Dentro de los capítulos 3 y 4, parte central de este trabajo, se realiza una descripción y análisis de los diferentes tipos de agua y su uso en la industria de lutitas, así como también las diferentes tecnologías disponibles para su tratamiento. A partir de la consideración del agua dulce, agua salada (de mar), agua congénita, agua producida y agua tratada, se realiza un análisis económico, geográfico y de viabilidad a fin de obtener la mejor opción para su utilización en el proceso de fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 5, se realiza un análisis de los principales datos obtenidos de las alternativas planteadas de diferentes tipos de agua factibles para la utilización en la

técnica del fracturamiento hidráulico en cuanto a costos para la zona noroeste del país. Finalmente, en el último capítulo se plantea una opción de política pública para el planteamiento de un marco regulatorio, necesario para garantizar el aprovechamiento sostenible y responsable de la riqueza de nuestro subsuelo, mismo que se traducirá en mayores beneficios para la economía de nuestro país.



## II. MARCO TEÓRICO

---

Este capítulo es una breve descripción de la tecnología comúnmente utilizada para la exploración y extracción del gas y aceite de lutitas, así como plantear de manera genérica la importancia y posibles afectaciones de su utilización.

Durante décadas en México, los ingresos petroleros, representados principalmente por los derechos a los hidrocarburos y los impuestos derivados de la actividad petrolera (entre los que se encuentra el Impuesto Especial sobre Producción y Servicios a gasolinas y diésel y el Impuesto a los Rendimientos Petroleros), además de los ingresos propios de Petróleos Mexicanos (Pemex), han representado la seguridad para solventar el gasto público y sostener el crecimiento económico. Según datos del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), el petróleo aporta aproximadamente un 37 por ciento de los ingresos del Gobierno Federal; de aquí la importancia del sector dentro de la economía mexicana.

Como se muestra en la Figura No. 1 y la Figura No. 4, después del descubrimiento del yacimiento de Cantarell en el año 1976, se dio un incremento en la producción de barriles de petróleo, de aproximadamente 3 millones de barriles por día, alcanzando su máximo para 2004 (aproximadamente 3.5 millones de barriles por día). Sin embargo, al día de hoy esta cifra va en decadencia (aproximadamente 2.5 millones de barriles) pues los recursos no renovables en yacimientos convencionales se están agotando.

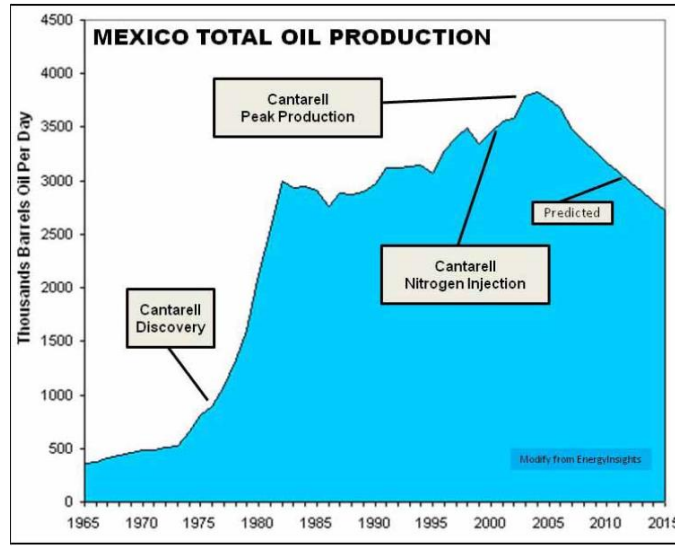


Figura No. 3. Producción total de petróleo en México.  
Fuente: <http://www.nejasayoil.com/2012/03/produccion-de-petroleo-mexico.html>

No obstante, esta caída no ha impactado de manera severa al país, gracias a que de alguna forma el precio del crudo ha sufrido un incremento, pasando de 13 dólares por barril en 1997, a un promedio de 103 dólares en 2013. Sin embargo, la volatilidad de los precios es un factor importante que debe considerarse dentro de los recursos no renovables.

AÑO	PRECIO * (dólares por barril)	PRODUCCIÓN DE PETROLEO CRUDO** (barriles por día)
1997	13	n.d.
1998	10	n.d.
1999	16	2,906.0
2000	25	3,012.0
2001	19	3,127.0
2002	22	3,177.1
2003	25	3,370.9
2004	31	3,382.9
2005	43	3,333.3
2006	53	3,255.6
2007	61	3,075.7
2008	86	2,791.6
2009	57	2,601.5
2010	72	2,575.9
2011	101	2,550.1
2012	103	2,547.9
2013	103	n.d.

Fuente: \* Petroleos Mexicanos. Subdirección de Administración y Finanzas. Memoria de Labores

\*\* Datos de Secretaría de Energía, en Prospectiva de Petróleo Crudo 2012-2026. Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025. Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolífero 2013-2027

Figura No. 4. Comparativo del comportamiento del precio y la producción de petróleo en México.

Ante esta disminución en la producción de petróleo, se han llevado a cabo diversos estudios de investigación geológica en territorio mexicano, tanto por parte de Pemex como por organizaciones privadas nacionales e internacionales, y se sabe que México cuenta con vastos recursos que se encuentran en yacimientos no convencionales, principalmente en aguas profundas y en formaciones de lutitas<sup>11</sup>, de donde se puede extraer petróleo y gas “shale”<sup>12</sup> (un tipo de gas natural).

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca madre. Dicho material está compuesto por una acumulación de material

<sup>11</sup> “La lutita es una roca sedimentaria formada por fragmentos sólidos transportados por el agua o el viento a una cuenca sedimentaria (lutita detrítica) o formada por areniscas provenientes de la compactación de partículas de otras rocas (lutita clástica). La compactación puede convertir a las lutitas en pizarras o en filitas, que son rocas brillosas compuestas por cristales.” En ESTRADA, Javier H. *Desarrollo del gas lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica*. CEPAL, octubre 2013

<sup>12</sup> También conocido como gas de esquisto, de lutita o de pizarra. Para el caso de este trabajo será gas de lutita.

orgánico y rocas que se acumularon durante largos periodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan las condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos hidrocarburos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello. Si además se dan algunas condiciones que no permiten que el hidrocarburo se escape, se dice que existe una trampa geológica, y la roca donde queda alojado el petróleo, gas y agua se conoce como roca reservorio. Dichas rocas presentan, generalmente, buenas condiciones de permeabilidad y porosidad que permiten la explotación comercial de los mismos mediante el uso de técnicas tradicionales.

En los yacimientos no convencionales el hidrocarburo es generado de manera similar a la descrita anteriormente. La diferencia radica en que, mientras que en los convencionales el hidrocarburo migra y se aloja en la roca reservorio, en los no convencionales generalmente permanece en la roca que los generó. Es decir, en estos casos, la roca generadora y la roca reservorio son la misma. Así, la desventaja principal radica en que por su condición de origen, resulta más caro extraer aceite y gas del yacimiento no convencional, a diferencia de los yacimientos convencionales, que es más barato extraerlos.



Figura 5. Comparativo de los recursos necesarios en la industria petrolera. Fuente: Elaboración propia, para demostrar de manera representativa el uso intensivo de capital, infraestructura y trabajo necesarios para los yacimientos convencionales y los no convencionales

Por sus características, los yacimientos no convencionales exigen una inversión más grande tanto en tecnología como en recursos económicos, pues necesitan de procesos más avanzados para lograr una extracción más eficiente, en virtud de que sus costos de producción son elevados debido a su complejidad. Actualmente el país no cuenta con este desarrollo tecnológico ni con el capital necesario, por lo que el gobierno mexicano tratando de subsanar lo anterior, busca atraer apoyo de inversiones privadas a través del impulso de la Reforma Energética.

Con la Reforma Energética en México, en términos generales se está definiendo un plan estratégico para incrementar la producción nacional de gas natural y satisfacer la demanda esperada con el objetivo de:

1. Mejorar la diversificación energética nacional.
2. Cumplir con los compromisos internacionales (protocolos y mitigación de Gases de Efecto Invernadero).
3. Impulsar el potencial del país para desarrollar recursos gasíferos convencionales (gas natural) y no convencionales (como el gas de lutitas).

Así, con los objetivos antes mencionados, el gobierno de México reconoce la necesidad de explorar y desarrollar el potencial de gas no convencional del país para satisfacer la creciente demanda interna de combustibles hidrocarburos. Es decir, se da la posibilidad de que se produzcan mayores volúmenes de gas y aceite de lutitas.

Específicamente hablando del gas y el aceite de lutitas, nos referimos al hidrocarburo que es generado y almacenado (atrapado) en rocas de baja permeabilidad ricas en materia orgánica. Sin embargo, por las características físicas de la roca que almacena el hidrocarburo, las unidades no son 100 por ciento roca de lutita, sino que contienen intercalaciones delgadas de caliza arcillo carbonosa o arenisca de grano fino las cuales son más susceptibles al fracturamiento natural e inducido. Éste último es normalmente necesario para lograr que estos yacimientos produzcan de manera rentable.

Debido a que las lutitas generalmente tienen un valor de permeabilidad insuficiente para permitir el flujo de los hidrocarburos desde el yacimiento hacia el pozo, la producción comercial de gas o aceite de lutitas requiere el fracturamiento (*fracking*) de la matriz

rocosa para incrementar la permeabilidad, de esta forma, es común que se perforen pozos horizontales para la explotación del gas de lutitas, con longitudes de hasta 3,000 metros para crear una mayor área de contacto entre las lutitas y el pozo.

El fracturamiento hidráulico o *fracking*, es el proceso por el cual, una vez perforado el pozo (primero verticalmente y posteriormente de forma horizontal), se inyecta un fluido a alta presión con el objetivo de crear grietas y fisuras en las formaciones de roca que mejoren la producción de estos pozos (ver Figura 6). El fluido de fracturamiento se compone de agua, aditivos químicos y un agente de apuntalamiento. El agente de apuntalamiento (normalmente arena, cerámica u otro material incompresible) mantiene abiertas las fisuras creadas para permitir que el hidrocarburo fluya a superficie.

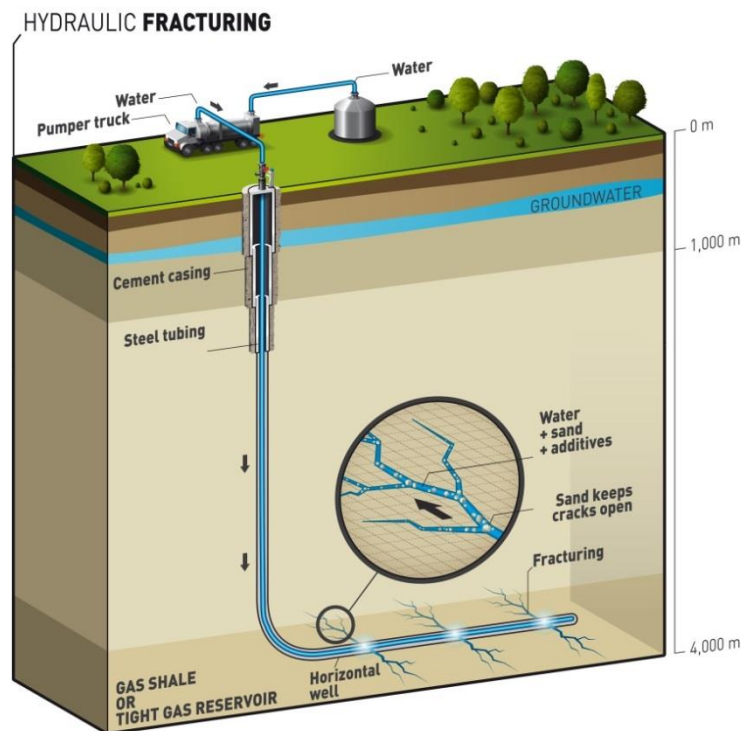


Figura 6. Proceso de fracturamiento hidráulico.

Fuente: Total E&P Denmark B.V. (<http://en.skifergas.dk/technical-guide/what-is-hydraulic-fracturing.aspx>)

En las primeras semanas después de finalizar del proceso de fracturamiento, se libera la presión del pozo, es en ese momento cuando algunos fluidos de fracturamiento regresan a la superficie a través del pozo (*Flowback* o flujo de retorno). Por otro lado, alrededor del 50% del volumen del fluido de fracturamiento permanece en el subsuelo, junto con sus aditivos químicos. Además, por un periodo de tiempo, ciertas cantidades de agua presentes de forma natural en el suelo (agua congénita) continuarán fluyendo a través del

pozo a la superficie. El flujo de retorno y el agua congénita (ya en este momento llamada agua producida, puede ser más salada que el agua de mar y contener una variedad de otros contaminantes), normalmente se almacenan en el lugar de perforación en tanques o pozos antes de su reutilización o eliminación definitiva.

Existen diversas mezclas para el fluido de fracturamiento. Sin embargo, en promedio, el 99.51 por ciento de los fluidos utilizados en la estimulación está compuesto por agua y arenas especiales que son inyectadas en las profundidades de las formaciones productivas de lutita.<sup>13</sup> Es decir, tan solo un 0.49 por ciento son diversos aditivos como ácidos y destilados, entre otros (Figura 7). De ahí la importancia del uso del agua para esta práctica.

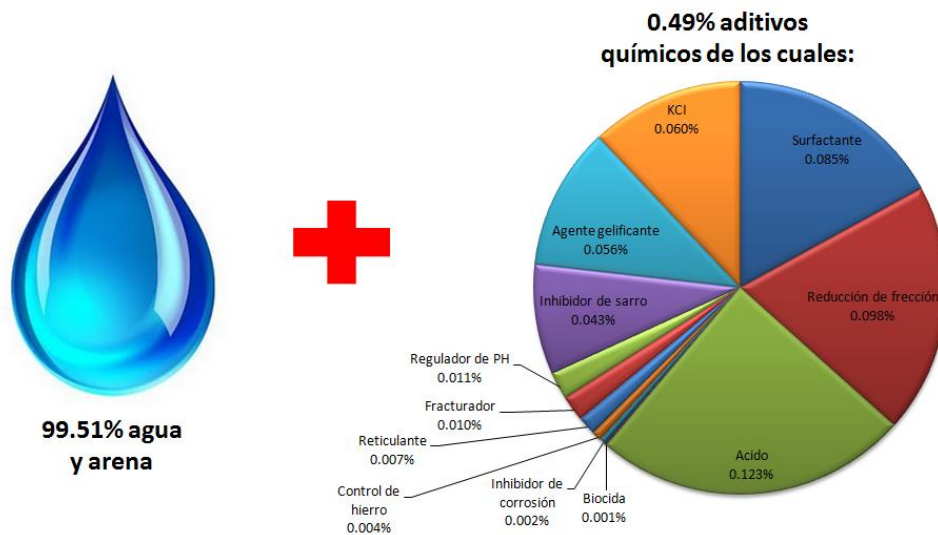


Figura 7. Elaboración propia con datos del Instituto Mexicano del Petróleo.

Por lo tanto, el fracturamiento hidráulico no es un "proceso de perforación", es una técnica que se utiliza después de que se completa el agujero perforado, la cual consiste en el uso de fluido y material para crear o restaurar pequeñas fracturas en una formación con el fin de estimular la producción de nuevos y existentes pozos de petróleo y de gas.<sup>14</sup> Esto crea caminos que aumentan la velocidad a la que los fluidos pueden ser producidos a partir de las formaciones de depósito.

<sup>13</sup> Esta roca se encuentra confinada y separada de los acuíferos por miles de metros de capas sedimentarias que actúan como aislantes naturales.

<sup>14</sup> La intención del fracturamiento es crear fracturas microscópicas que se extienden en la roca madre (lutita) y permiten el flujo del aceite o del gas.

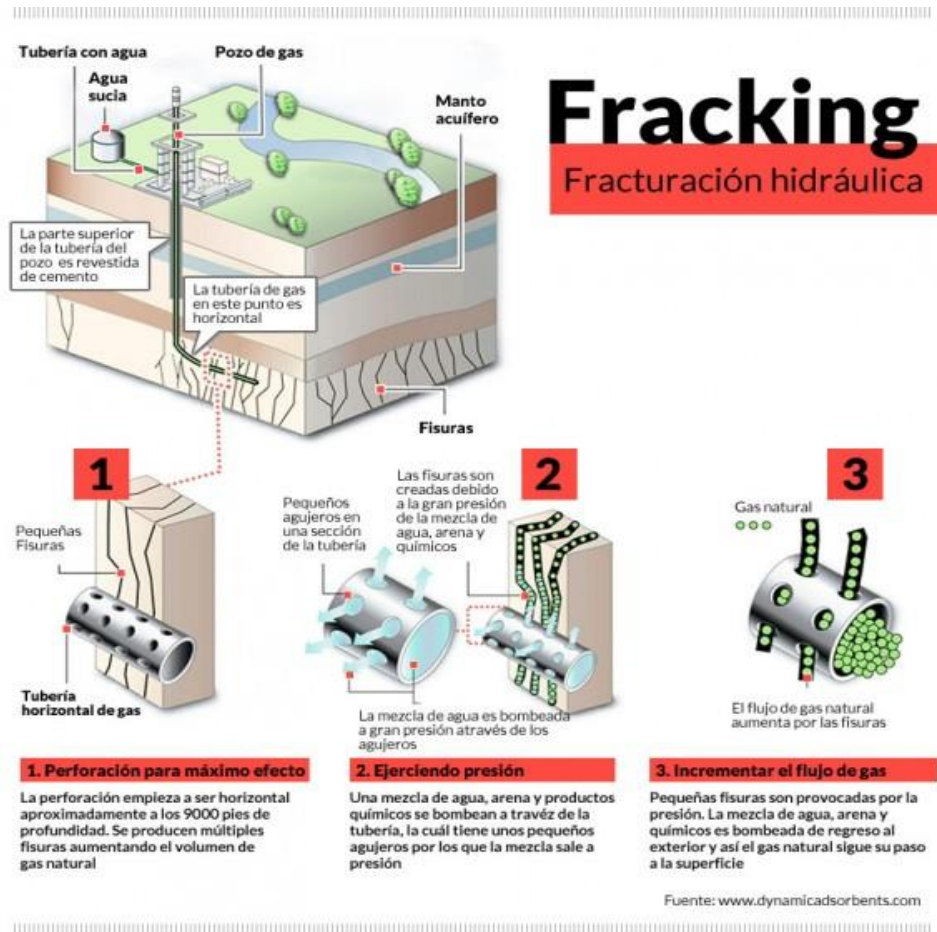


Figura 8. Proceso de fracturamiento hidráulico.  
Fuente: Dynamic Adsorbents, Inc. (<http://www.dynamicadsorbents.com>)

Por el uso intensivo de agua, una gran preocupación relacionada con el fracturamiento hidráulico es el tipo de agua utilizado en el proceso, cuya demanda, de acuerdo a la experiencia de Estados Unidos, va de 2 a 6 millones de galones para el fracturamiento hidráulico de un solo pozo (ver Figura 9).



**Estimación de consumo de agua en diferentes  
plays de shale en E.U.**

Shale play	Galones (millones)	m <sup>3</sup>
Barnett	3.8	14,383
Fayetteville	4.9	18,547
Marcellus	5.5	20,818
Haynesville	5.0	18,925
Eagle Ford	6.0	22,710

Figura 9. Consumo de agua en Estados Unidos.  
Fuente: Elaboración propia con datos del Instituto Mexicano del Petróleo.

Asimismo, en la técnica de fracturamiento hidráulico, el papel preponderante del agua se incrementa en el caso mexicano, ya que el área detectada con mayor posibilidad de yacimientos de aceite y gas de lutitas, es el que corresponde a la formación denominada Eagle Ford, una zona con escasez de agua dentro de la República Mexicana, constituida por los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, como se observa en la Figura 10.



Figura 10. Principales formaciones de aceite de lutitas, constitución de Eagle Ford  
Fuente: En U.S Energy Information Administration (<http://www.eia.gov/>)

El agua producida, término normalmente utilizado en la industria petrolera, se refiere al agua que se origina junto con los hidrocarburos, es decir la encontramos en el yacimiento junto con el petróleo y el gas que se piensa extraer. Entendemos por agua congénita, el agua salada que se encuentra en las grietas o ranuras de la roca, asociada a la explotación de hidrocarburos. En México ésta última se utiliza en la recuperación

secundaria, por lo que se debe someter a un tratamiento de “limpieza”. El agua tratada, por su parte, es aquella producida para uso humano pero no para su consumo, pues proviene de pozos sépticos, de depósitos domiciliarios y se procesa para su uso. Los procesos varían según la zona y grado de contaminación. El uso habitual de este tipo de agua es principalmente industrial, para uso en zonas de riego y el lavado de vehículos.

La técnica de extracción de gas no convencional a través del fracturamiento lleva años aplicándose en varios países, sobre todo en Estados Unidos.<sup>15</sup> Sin embargo, con el aumento de las operaciones durante los últimos años se ha generado mucha polémica al comparar los beneficios económicos versus el impacto ambiental que puede generar esta práctica. Es común la publicación de reportes sobre los impactos ambientales, sociales y económicos, donde incluso se llega a asegurar que esta práctica llega a producir movimientos sísmicos en las zonas donde se realiza. A través de diversos medios de comunicación de Estados Unidos y otros países como Canadá y Australia, es tal la presión pública que se ejerce que incluso algunos países como Francia, tienen prohibida su extracción desde junio de 2011, en Inglaterra se ha impuesto una moratoria después de que “públicamente se estableció” provocó sismos en la región, por otro lado, en los Países Bajos y Suiza también existe una moratoria.

El resumen general del impacto del fracturamiento hidráulico se puede resumir en la Figura 11:

Impacto	Especificaciones
Gases de Efecto Invernadero (GEI) <sup>16</sup> y otras emisiones atmosféricas	Las técnicas de extracción de gas y aceite de lutitas pueden derivar en una huella de carbono mayor que el aceite, el carbón y el gas convencional durante al menos un periodo de 20 años. <sup>17</sup> Esta huella se debe al aumento de las emisiones fugitivas generadas durante el fracturamiento y los procesos de terminación, así como a las emisiones relacionadas con el transporte de materiales. <sup>18</sup>  Con respecto a otras emisiones atmosféricas, la producción de gas de lutita ha afectado negativamente la calidad del aire en algunas regiones, debido a la liberación de Compuestos Orgánicos Volátiles (COV), que se producen durante la

<sup>15</sup> El primer registro de procedimiento de fracking que existe, fue el que realizó en 1947 Stanolind Oil, actual Halliburton, corporación [estadounidense](http://www.halliburton.com) fundada en 1898, que presta servicios en los yacimientos [petroleros](#) y actualmente cuenta con gran presencia internacional en cuanto al sector energético se refiere (<http://www.halliburton.com>).

<sup>16</sup> La producción y procesamiento del aceite y gas natural representan casi el 40% de todas las emisiones de metano en los Estados Unidos.

<sup>17</sup> Investigación de la Cornell University de New York, EUA.

<sup>18</sup> Un pozo fracturado promedio requiere cientos de camiones cargados de agua y arena.

	fase de terminación o el flujo de retorno, y durante la compresión y transporte del gas.
Tierra	Las empresas pueden perforar decenas de pozos horizontales desde un solo pozo vertical, lo que resulta en un menor número de macroperas y de infraestructura asociada, como carreteras y ductos. Sin embargo, en algunas regiones el desarrollo está progresando a un ritmo trepidante, como consecuencia, el área alterada puede ser extensa y los efectos acumulativos del desarrollo pueden generar hábitats fragmentados. Además, el potencial de derrames es también motivo de atención. En EEUU, los incidentes han incluido el derrame de productos químicos de fracturamiento hidráulico en el camino a perforar sitios, el derrame de agua producida en el camino a los sitios de eliminación de aguas residuales, y derrames en el sitio de perforación.
Sociales	El desarrollo de gas de lutitas en los EEUU y Canadá se está produciendo principalmente en regiones rurales y remotas. En las regiones rurales, los grandes aumentos en el tráfico de transporte y en el transporte de trabajadores pueden alterar drásticamente la vida cotidiana de una comunidad. A pesar de que las economías locales se benefician, la infraestructura local puede degradarse rápidamente. Las plataformas de perforación (con horarios de veinticuatro horas al día) generan contaminación acústica y por iluminación.
Agua	Desde una perspectiva ambiental, el impacto más significativo del desarrollo de gas de lutitas proviene del uso y la eliminación del agua necesaria para fracturar los pozos. El fracturamiento requiere millones de litros de agua, por lo que las fuentes de agua locales deben poder soportar la extracción masiva y (en ocasiones) permanente de agua.  Cuando se inyecta agua en el pozo, aproximadamente 0.5% se compone de productos químicos que facilitan el proceso de fracturamiento. Aunque este porcentaje es bajo, la cantidad total de productos químicos utilizados es alta.  Asimismo, una investigación de 2011 del periódico New York Times, reveló que aguas residuales de fracturamiento con importantes niveles de radioactividad natural se descargaban en ríos de Pennsylvania, EEUU. Por otro lado, una cimentación inadecuada de los pozos podría permitir que el gas natural o los fluidos de fracturamiento migren a cuerpos de aguas subterráneas o a aguas superficiales.

Figura 11. Impacto del fracturamiento hidráulico.

Fuente: Elaboración propia con información de la National Ground Water Association (<http://www.ngwa.org>).

Sin embargo, aún persisten dudas sobre los diversos efectos que puede producir esta actividad. Por ejemplo, un análisis<sup>19</sup> realizado en los Estados Unidos encontró que el gas de lutitas en 2011, requirió solo 0.1 por ciento del agua empleada en ese país, es decir 135 billones de litros de agua anuales contra un total de 127,750 billones de litros; la ganadería por ejemplo empleó 2,100 billones de litros de agua.

<sup>19</sup> Energy Facts: How Much Water Does Fracking for Shale Gas Consume? Jesse Jenkins, 6 de abril 2013 en <http://theenergycollective.com>

### III. LOS COSTOS DE OPERACIÓN EN LA INDUSTRIA DE LUTITAS

---

En este capítulo se hace descripción de los principales costos en los que se incurre al realizar las actividades de exploración y extracción del gas y aceite de lutitas, asimismo se plantea la situación para el caso mexicano, tomando en consideración el factor geológico dentro del proceso. Finalmente se analizan de manera breve los principales casos internacionales (Estados Unidos, Canadá y Reino Unido) a fin de crear un panorama internacional de las posibles enseñanzas a tomarse en cuenta para el caso mexicano.

Actualmente el aceite, el gas y sus derivados, ya sea en estado gaseoso o líquido, contribuyen con el 60 por ciento de la energía utilizada en transporte, industrias, comercios o residencias en el mundo. Otras importantes fuentes de energía en uso el día de hoy son la nuclear, el hidrocarburo sólido y la hidráulica, que suelen clasificarse como “renovables”.

La producción mundial de aceite está a cargo de compañías que se agrupan en diferentes categorías: las compañías estatales, las ‘gigantes’, las integradas, las grandes independientes, las independientes, las transportistas de aceite y gas y, finalmente, las de distribución.

Las compañías nacionales son las que tienen como accionista controlador al gobierno del país en que se encuentran, y detentan el 80 por ciento de las reservas de aceite y de gas del mundo. La mayoría tienen proyectos conjuntos con compañías privadas de otros países bajo variadas formas contractuales, con el objeto de apoyarse mutuamente en el aprovechamiento de capitales y tecnologías.

La industria petrolera suele dividirse en tres componentes principales:

- *Upstream* (industria proveedora), es la que se encarga de encontrar y producir el crudo y gas natural;
- *Midstream* (corriente media de la industria) la corriente media de la industria es la que proporciona el vínculo vital entre las zonas productoras de petróleo lejanos y los centros de la población donde se ubican la mayoría de los consumidores, se

refiere a los procesos, tiendas, mercados y traslados de materia prima como el petróleo crudo, gas natural, líquidos de gas natural como el etano, propano y butano; y

- *Downstream (industria transformadora)*; esta es la parte de la industria que incluye las refinerías de petróleo, plantas petroquímicas, productos distribuidores de petróleo y empresas minoristas de distribución de gas natural, es donde los consumidores encuentran los productos como la gasolina, diésel, asfalto, lubricantes, anticongelantes, pesticidas, productos farmacéuticos, etc.

El objeto de la presente tesis abarca el ámbito del *upstream*, cuyas principales actividades son las siguientes:

1. Adquisición de propiedades.
2. Exploración.
3. Desarrollo.
4. Producción.

Ahora bien, a partir de la anterior división, entraremos en el ámbito de los costos de asociados a la producción de aceite y gas.

#### **Adquisición de propiedades.**

Incluye todos los gastos de compra, arrendamiento, o de cualquier otra forma de adquisición de una propiedad, probada o no, incluyendo los honorarios de corredores, los costos legales y de registro, y cualquier otro costo producido por la adquisición. La adquisición de propiedades puede incluir la transferencia del total o parte de los derechos y responsabilidades de operar esas propiedades (se adquiere un interés operativo) o puede no incluir esta transferencia (se adquiere un interés no operativo).

#### **Exploración.**

El término exploración es usado en la industria petrolera para designar la búsqueda de aceite o gas. Es la fase anterior al descubrimiento. Desde el siglo XIX, con los primeros exploradores hasta la actualidad se han ido desarrollando nuevas y muy complejas tecnologías, acompañadas por la formación de técnicas y profesionistas especializados. Sin embargo, el avance tecnológico (que ha permitido disminuir algunos factores de

riesgo) no ha logrado aún hallar un método que permita en forma indirecta definir la presencia de hidrocarburos. Por ello, para comprobar la existencia de hidrocarburos se debe recurrir a la perforación de pozos exploratorios.

En la exploración petrolera participan geólogos, geofísicos y especialistas en ciencias de la tierra. Los métodos que se emplean son muy variados: desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie hasta la observación indirecta, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración. Una de las herramientas más utilizadas son los mapas. Hay mapas de afloramientos, mapas topográficos y los mapas de subsuelo. Por otro lado, en la actualidad existen técnicas exploratorias con el uso de sísmica 2D, 3D y recientemente el desarrollo de la sísmica 4D.

En resumen, comprende todos los costos relacionados con la búsqueda de reservas de aceite o de gas; incluye los costos correspondientes a los equipos e instalaciones de apoyo de pozos exploratorios y de pozos estratigráficos exploratorios.

#### **Desarrollo.**

Esta fase incluye todos los costos generados a partir de la creación de un sistema de pozos productivos, equipos relacionados e instalaciones en reservas probadas, para que pueda extraerse (producirse) el aceite y/o el gas. Los costos de desarrollo se relacionan con reservas probadas específicas, los costos de exploración con reservas no probadas. El costo de construcción de caminos para tener acceso a reservas probadas es un costo de desarrollo, como lo es el costo de proveer instalaciones para la extracción, tratamiento, recolección y almacenaje del aceite y/o gas.

#### **Producción.**

Dentro de esta etapa se encuentran los costos de extracción de aceite o gas hasta la superficie, y los costos de recolección, tratamiento, procesamiento y almacenamiento en el campo. La función de producción termina en la válvula de salida de la propiedad arrendada o de los tanques de almacenamiento de la producción o, en ocasiones, en el primer punto de entrega del aceite o gas al oleoducto principal, refinería, terminal marítima o compañía de transporte.

Respecto a los costos asociados a las actividades de exploración y perforación, a continuación se describen por cada una de las actividades descritas anteriormente, además de los costos por adquisición de equipos e instalaciones de apoyo.

### **Adquisición de propiedades (Intereses minerales en propiedades)**

Incluye los costos por comprar, adquirir, arrendar (*leasing*) u otra forma de adquirir intereses que representen el derecho de explorar, perforar y producir aceite y gas en una propiedad (probada o no probada). Deben ser capitalizados e incluyen:

- Arrendamiento (*leasing*), concesión u otro interés que represente el derecho de extraer aceite o gas, sujeto a sus términos (bonos de arrendamiento y opciones de compra o arrendamiento de propiedades).
- Porción de los costos aplicables a los minerales cuando se adquiere la tierra incluyendo los derechos sobre los minerales (*fee ownership*). En este caso el costo es distribuido entre los minerales y los derechos de superficie proporcionalmente al valor de mercado relativo a los derechos, si es conocido.
- Costos legales, de intermediación, registro y otros, derivados en la adquisición de propiedades.
- Intereses en regalías, pagos en producción pagable en aceite o gas y otros intereses no operacionales.
- Acuerdos con gobiernos extranjeros o autoridades, en los cuales, una empresa participa en la operación de propiedades o sirve de productor de reservas.
- Costos de estudios geológicos y/o geofísicos realizados en propiedades de terceros, reembolsables en caso de no encontrar reservas probadas o con derecho a participación en caso de reservas probadas.

El costo de adquisición de propiedades no incluye acuerdos de provisión de contratos que representen el derecho de adquirir (y no extraer) aceite y gas.

### **Exploración.**

Los costos de exploración incluyen las actividades para:

- Identificar áreas que deben ser examinadas.
- Examinar áreas específicas con posibilidades de contener reservas de aceite y gas, incluyendo la perforación de pozos exploratorios y pozos estratigráficos. Los

costos de exploración pueden producirse antes (algunas veces referido como prospección) o después de la adquisición de la propiedad.

Los principales costos de exploración (que incluyen depreciaciones y costo de operación de equipamiento e instalaciones de soporte y otros costos de actividades exploratorias) son:

- Costos de geología y geofísica: incluyen todos los costos que surgen para realizar Estudios de Geología y Geofísica y los costos de derechos de acceso a las propiedades para realizar tales estudios, incluyendo cualquier daño o alquiler pagado a los dueños de superficie. Son costos similares a los de investigación pues se generan al adquirir información. Su correlación con descubrimientos futuros (meses o años después) es muy difícil o imposible y quizá no ocurra en el momento en que los costos son realizados.
- Costos de mantener propiedades no desarrolladas y se realizan para mantener los derechos de propiedad, y no adquirirlos. Incluyen:
  - Impuestos “*ad valorem*.”<sup>20</sup>
  - Costos legales para la defensa del título
  - Mantenimiento de tierra y de los registros de arrendamiento, se realizan para mantener, avalar y actualizar los registros de arrendamiento de la compañía. Incluye salarios, materiales y abastecimientos.
- Contribuciones por pozos secos y contribuciones por fondos de pozo (*Test Well Contributions*): son pagos realizados de una compañía A para otra B, a cambio de información específica de Estudios de Geología y Geofísica obtenida por la compañía B durante la perforación de una propiedad vecina. Como son en esencia costos de Estudios de Geología y Geofísica, tienen el mismo tratamiento descrito para esos Estudios.
- Costos de perforar y equipar pozos exploratorios.
- Costos de perforar pozos estratigráficos exploratorios.

### **Desarrollo.**

Los costos de desarrollo son generados cuando se preparan las reservas probadas para la producción. Esto es, obtener acceso a las reservas probadas y para proveerse de las

---

<sup>20</sup> Del latín “de acuerdo al valor o sobre el valor” de la mercancía.



instalaciones para extraer, tratar, recoger y almacenar el aceite y el gas. Son costos incurridos básicamente para:

- Obtener acceso a la ubicación del pozo y prepararla para la perforación incluyendo la supervisión de la ubicación de pozos con el objeto de determinar locaciones específicas de perforación de desarrollo, limpieza del área, drenaje, construcción de caminos, reubicación de caminos públicos, gasoductos y líneas de transmisión eléctrica, hasta el punto necesario para desarrollar las reservas probadas.
- Perforar y equipar pozos de desarrollo, pozos estratigráficos de desarrollo y pozos de servicio, incluyendo los costos de plataformas y de equipos de pozos como encamisado (*casing*), entubado (*tubing*), equipo de bombeo e instalaciones de cabeza de pozo.
- Adquirir, construir e instalar medios de producción como tuberías para transporte, separadores, equipo para tratamiento, calentadores múltiples, artefactos de medición, tanques de almacenamiento, plantas de procesamiento y de reciclado de gas y sistemas de procesamiento de desechos.
- Establecer métodos de recuperación eficientes.

### **Producción.**

Son costos generados para extraer el aceite y el gas a la superficie y acumular, tratar, procesar en campo (por ejemplo proceso del gas para extraer los hidrocarburos líquidos) y almacenar (en el campo) el aceite y el gas. Como se ha dicho, la producción termina en la válvula de salida del área arrendada o del tanque de almacenamiento del campo. En caso de existir alguna circunstancia especial, se puede entender que el final de la etapa de producción es el primer punto en el cual el aceite y el gas son entregados a un ducto principal, una transportadora, una refinería o una terminal marítima.

Los costos de producción se generan para operar y mantener los pozos, equipamientos e instalaciones, incluyendo depreciaciones y costos de operación de equipos e instalaciones de soporte y otros costos de operación y mantenimiento de aquellos pozos y sus equipos e instalaciones. Tales costos formarán parte del costo de producción del aceite y del gas. Los costos de producción incluyen:

- Personal que opera los pozos, equipos e instalaciones relacionadas.

- Reparaciones y mantenimiento.
- Materiales, abastecimientos y combustibles consumidos y servicios utilizados en la operación de los pozos, equipos e instalaciones relacionadas.
- Los impuestos a la propiedad y seguros aplicables a las propiedades probadas y a los pozos, equipos e instalaciones relacionadas.
- La depreciación, agotamiento y la amortización de los costos capitalizados de adquisición, exploración y desarrollo también conforman el costo del aceite y del gas.

De esta manera, una industria intensiva en capital como la industria de la exploración y extracción de hidrocarburos privilegiará más que otras industrias la reducción de los costos, lo que es especialmente relevante para la exploración y extracción en rocas de lutitas. En este sentido, para la explotación comercial de yacimientos no convencionales, se requiere la perforación de muchos más pozos que en el caso de yacimientos convencionales (en una relación que es proporcional a la tasa de declinación del pozo).<sup>21</sup>

La producción de aceite y gas no convencional es un proceso intensivo en energía que requiere cantidades significativas de calor. La energía utilizada como un porcentaje de la energía producida es de aproximadamente 30 por ciento para aceite y gas de lutitas, en comparación con el 6 por ciento para el aceite y gas convencional. Por lo tanto, la relación entre la energía utilizada y la energía producida es relativamente pequeña para el aceite y gas de lutita.

El costo de producción del aceite de lutita es alto y oscila entre 8.2 pesos a 19.7 pesos/Gigajoules (GJ). En cambio, el costo del aceite convencional oscila normalmente entre 1.6 a 6.6 pesos/GJ, con algunas excepciones. Los costos de producción de gas natural no convencional oscilan entre 3.8 pesos y 8.6 pesos/GJ para la lutita. En comparación, los costos de producción de los nuevos recursos de gas natural convencionales oscilan entre 0.5 a 5.7 pesos/GJ, con algunas excepciones. En general,

---

<sup>21</sup> La declinación o agotamiento de los yacimientos no convencionales puede ser muy precipitada con relación a los convencionales. Los pozos de yacimientos convencionales declinan cerca del 20% por año. Sin embargo, los pozos de yacimientos no convencionales declinan muchas veces alrededor de 35% anualmente. Por este motivo hay que perforar en proporción más pozos que en los yacimientos convencionales. Lógicamente el área de drenaje de los no convencionales es mucho menor.

los costos de producción de los recursos no convencionales disminuirán relativamente, conforme las tecnologías de extracción sigan mejorando.

Por lo tanto, en términos energéticos, la producción de aceite de lutita es entre 3 y 5 veces más cara que la producción de aceite convencional. Por su parte, la producción de gas de lutita es entre 1.5 y 16 veces más cara que la producción de gas convencional.

Asimismo, la Agencia Internacional de Energía (AIE) realizó una investigación que arroja un estimado general de los costos totales de la producción de aceite a partir de varios tipos de hidrocarburos en diferentes partes del mundo (Figura 12).

TIPO DE YACIMIENTO	COSTOS ESTIMADOS DE LA PRODUCCIÓN (dólares por barril)
Medio Oriente y Norte de África (convencional)	6 – 28
Otros yacimientos convencionales	6 – 39
Aguas profundas y ultraprofundas	32 – 65
Recuperación mejorada <sup>22</sup>	32 – 82
Ártico	32 – 100
Aceite de lutitas	52 – 113
Otros no convencionales (aceite pesado o arenas bituminosas)	32 – 68

Figura 12. Costos totales de la producción de aceite.  
Fuente: International Energy Agency World Energy Outlook 2008.

De la anterior comparación de costos, es evidente que los más elevados de toda la industria son los asociados a la producción del aceite extraído de la roca de lutita.

### 3.1 Situación en México

A través de la Reforma Energética de diciembre de 2013, por primera vez desde 1960, el modelo energético en México contenido en el Artículo 27 constitucional fue modificado. Las características del nuevo modelo implican:

<sup>22</sup> Término genérico que agrupa técnicas para incrementar la cantidad de aceite que puede ser extraído de un yacimiento petrolero.

- La posibilidad de tener contratos de exploración y producción para empresas públicas y privadas. Los contratos pueden ser de varios tipos: contratos de licencia, contratos de producción compartida, contratos de participación en ganancias y contratos de servicios.
- Generación de varios esquemas de permisos para los sectores *midstream* y *downstream*.
- Fortalecimiento institucional del sector, a través de la creación de bases más sólidas para los reguladores del sector, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como nuevas atribuciones de la Secretaría de Energía para conducir la política de hidrocarburos.
- Fortalecimiento de Petróleos Mexicanos, dotándolo de autonomía financiera y proporcionándole la oportunidad de asociarse con otras compañías.
- La creación de nuevos actores institucionales: la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Medio Ambiente (sectorizada a la SEMARNAT) y el Centro Nacional de Control de Gas Natural (que operará el sistema nacional de ductos).
- La creación del Fondo Petrolero Mexicano, que administrará los ingresos generados por la industria.

Recordemos que la industria de los hidrocarburos y los gobiernos alrededor del mundo están invirtiendo en fuentes no convencionales de aceite y gas debido a la creciente escasez de reservas convencionales. En este sentido, los recursos no convencionales incluyen una amplia gama de fuentes además del aceite y gas alojados en lutitas: el aceite extra pesado, el *tight gas*, el aceite alojado en arenas bituminosas, el aceite de kerógeno y el aceite y gas alojado en aguas profundas (más de 500 metros de tirante de agua). En lo que resta del presente trabajo, por recurso no convencional se entenderá al aceite y gas alojados en lutitas.

En México, los recursos no convencionales son vastos, de acuerdo a estudios llevados a cabo en 2013,<sup>23</sup> el país posee recursos prospectivos de gas no convencional por 545 trillones de pies cúbicos (sexto lugar en el mundo, lo que representa casi el 7.5 por ciento

---

<sup>23</sup> Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States, US EIA.

de los recursos prospectivos globales). En lo que se refiere a aceite no convencional, México se encuentra ubicado séptimo en el mundo, con 13.1 billones de barriles de recursos prospectivos (Figura 13 y Figura 14).

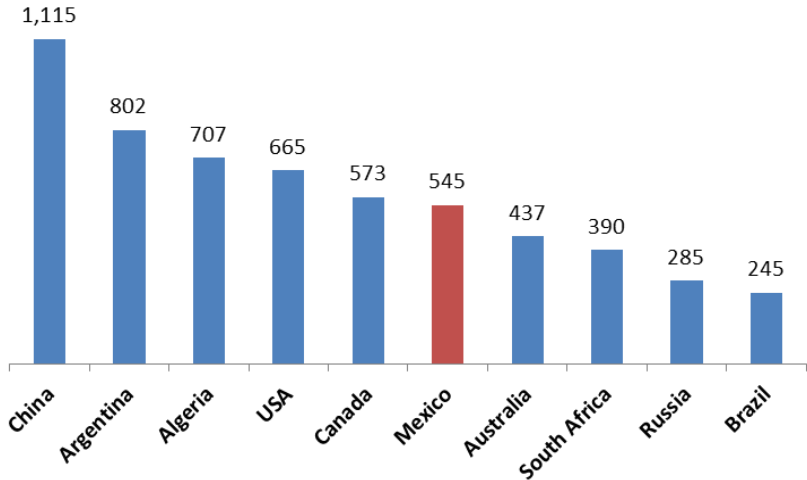


Figura 13. Gas de Lutitas Recuperable (Tcf).

Fuente: Elaboración propia con información de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources (...), US EIA.

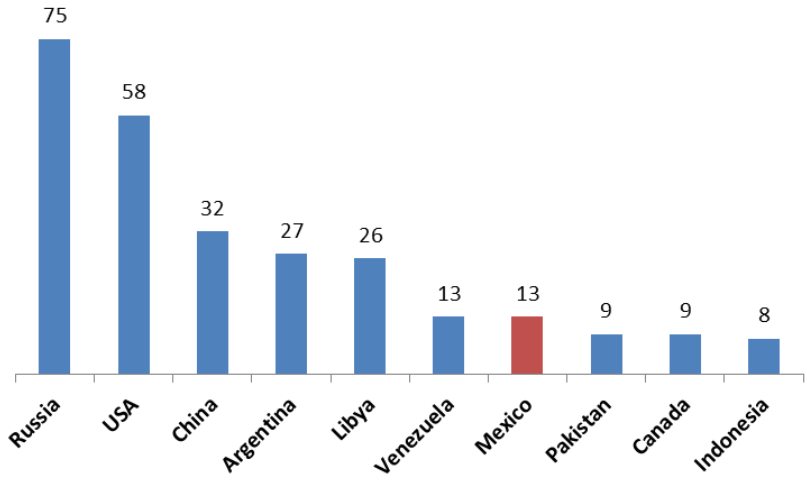


Figura 14. Aceite de lutitas Recuperable (Bob).

Fuente: Elaboración propia con información de Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources (...), US EIA.

Las cifras anteriores demuestran que México tiene un potencial importante para el desarrollo de sus recursos de gas y aceite de lutitas ubicados en tierra y distribuidos desde la frontera con Estados Unidos y a lo largo de la costa del Golfo de México (Figura

15). El Play<sup>24</sup> mejor documentado es el *Eagle Ford Shale* de la Cuenca de Burgos (Tamaulipas, Nuevo León y Coahuila), donde las ventanas propensas a aceite y gas se extienden al sur, desde Texas hasta el norte de México, y tienen un estimado de 343 billones de pies cúbicos de gas de lutita y 6.3 millones de barriles de aceite de lutita (recursos prospectivos técnicamente recuperables).

De acuerdo con información proporcionada por Pemex, hasta principios de 2014 se habían perforado 10 pozos exploratorios con objetivos en lutitas en el Activo Integral de Burgos en los plays Cretácico Superior Eagle Ford y Jurásico Superior Pimienta, los pozos se encuentran en la zona fronteriza de Coahuila con Texas (Figura 15). Cabe señalar que nueve pozos han resultado productores, como se puede apreciar en la Figura 16, la mayoría arrojaron resultados positivos en gas y/o condensado.

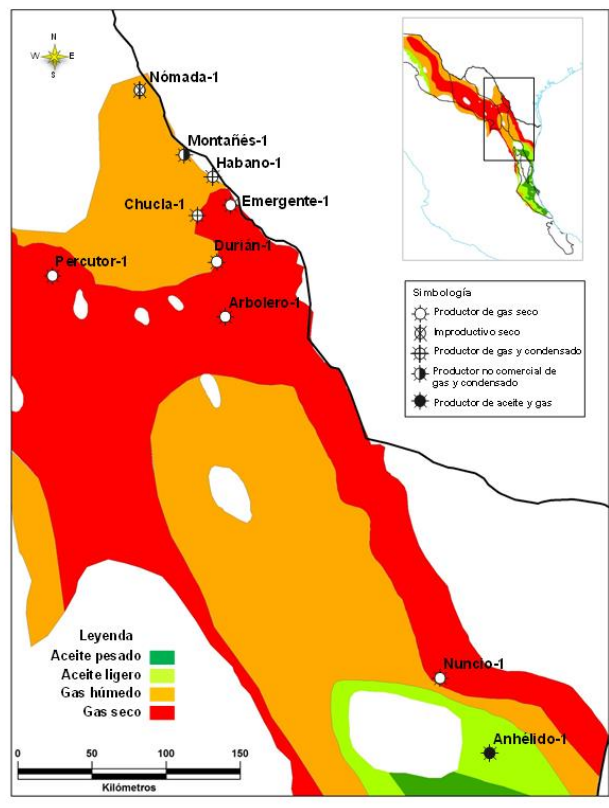


Figura 15. Mapa de ubicación de pozos exploratorios en lutitas.  
Fuente: Pemex Exploración y Producción.

<sup>24</sup> Play: Acumulaciones conocidas o estimadas de aceite o gas que tienen propiedades geológicas, geográficas y temporales similares, como la roca fuente, las rutas de migración, temporalidad, el mecanismo de captura y el tipo de hidrocarburo.

Pozo	Objetivo	Fecha de Terminación	Clasificación
Emergente-1	K. Eagle Ford	17 Feb 2011	Productor de gas seco
Montañés-1	K. Eagle Ford	30 Abr 2012	Productor no comercial de gas y condensado
Nómada-1	K. Eagle Ford	30 Jun 2012	Improductivo seco
Percutor-1	K. Eagle Ford	30 Mar 2012	Productor de gas seco
Habano-1	K. Eagle Ford	15 Abr 2012	Productor de gas y condensado
Arbolero-1	J. Pimienta	07 Jul 2012	Productor de gas seco
Anhélido-1	J. Pimienta	28 Dic 2012	Productor de aceite y gas
Chucla-1	K. Eagle Ford	30 Mar 2013	Productor de gas y condensado
Durian-1	K. Eagle Ford	05 Jul 2013	Productor de gas seco
Nuncio-1	J. Pimienta	22 Oct 2013	Productor de gas seco

Figura 16. Tabla resumen de pozos exploratorios en lutitas.  
Fuente: Pemex Exploración y Producción.

El documento “Actualización del programa de actividades exploratorias propuestas en el Proyecto Aceite y Gas en Lutitas, periodo 2014 – 2018” elaborado por Pemex Exploración y Producción en noviembre de 2013, establece el programa exploratorio de la paraestatal para el periodo 2014 - 2018, considerando la realización de 71 estudios geológicos, la adquisición e interpretación de 7,800 km<sup>2</sup> de información sísmica 3D y la perforación de 175 pozos exploratorios para probar los conceptos de *Plays* no convencionales de aceite y gas en lutitas en sus seis diferentes provincias: Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz (Figura 17).

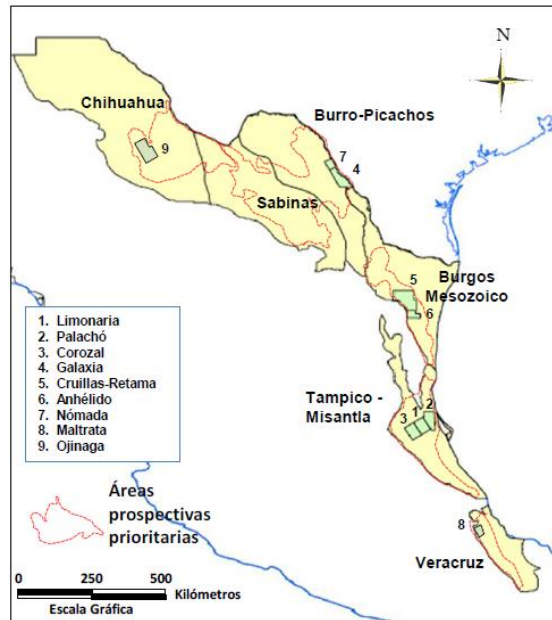


Figura 17. Cuencas de gas y aceite de lutitas en México con áreas prioritarias definidas por Pemex. Fuente: Actualización del programa de actividades exploratorias propuestas en el Proyecto Aceite y Gas en Lutitas (...), Petróleos Mexicanos.

Esta información resulta muy relevante, ya que Pemex ha decidido dar prioridad para 2014 al bloque Galaxia, ubicado en la frontera entre Coahuila y Texas (1,500 km<sup>2</sup> de estudios de sísmica 3D). Pemex considera la ejecución de este proyecto como estratégica, dado que la magnitud de los recursos no convencionales a evaluar es mayor que las reservas convencionales totales de México, cuantificadas y publicadas por la Secretaría de Energía al 1 de enero de 2013, así como superior a la contabilidad actual de recursos prospectivos convencionales y por lo mismo es de especial importancia para garantizar la seguridad energética del país.

En este sentido, el proyecto de PEMEX tiene como objetivo dar certidumbre a los recursos prospectivos no convencionales de aceite y gas de lutitas, así como acelerar la evolución de estos recursos prospectivos a la categoría de reservas. Para ello, se identifican las zonas de mayor potencial productivo que resulte comercialmente viable. Dicho desarrollo permite incrementar la producción de hidrocarburos en el mediano plazo, y acrecentar la actividad económica en las zonas donde se producen estos hidrocarburos.

Debido a que la técnica del fracturamiento hidráulico requiere la utilización de grandes cantidades de agua, y esto a su vez genera un impacto ambiental, a continuación se presentan y analizan los estudios hidrológicos realizados por la Comisión Nacional del



Agua (CONAGUA) en la región fronteriza, donde ya se han detectado posibles yacimientos de no convencionales de aceite y gas de lutitas.

CONAGUA elaboró el documento “Determinación de la disponibilidad de agua en el acuífero 0501 Allende-Piedras Negras, Estado de Coahuila”, acuífero que se encuentra cercano a la ubicación del bloque “Galaxia”, donde Pemex ha dado prioridad para comenzar con el desarrollo masivo de actividades de Exploración y Extracción de lutitas.

El acuífero Allende-Piedras Negras, definido con la clave 0501 en el Sistema de Información Geográfica para el Manejo del Agua Subterránea (SIGMAS) de la CONAGUA, se localiza en la porción nororiental del Estado de Coahuila, abarcando una superficie de 12,961 km<sup>2</sup>. Tiene una altitud promedio de 800 metros sobre el nivel del mar (msnm) en su parte poniente que corresponde a la Sierra del Burro, mientras que en la planicie va de una altitud de 2,000 msnm, en la zona cercana al cauce del Río Bravo, a 390 msnm a la altura del poblado de Allende.

Colinda dentro del estado de Coahuila, con los acuíferos Región Carbonífera al sur, Palestina y Cerro Colorado-La Partida al norte, al oeste con Serranía del Burro y Región Carbonífera; al este su límite natural es al Río Bravo (Figura 18).

Geopolíticamente comprende los municipios de Allende, Nava, Morelos y Piedras Negras, y parcialmente Jiménez, Guerrero, Múzquiz, Villa Unión y Zaragoza.

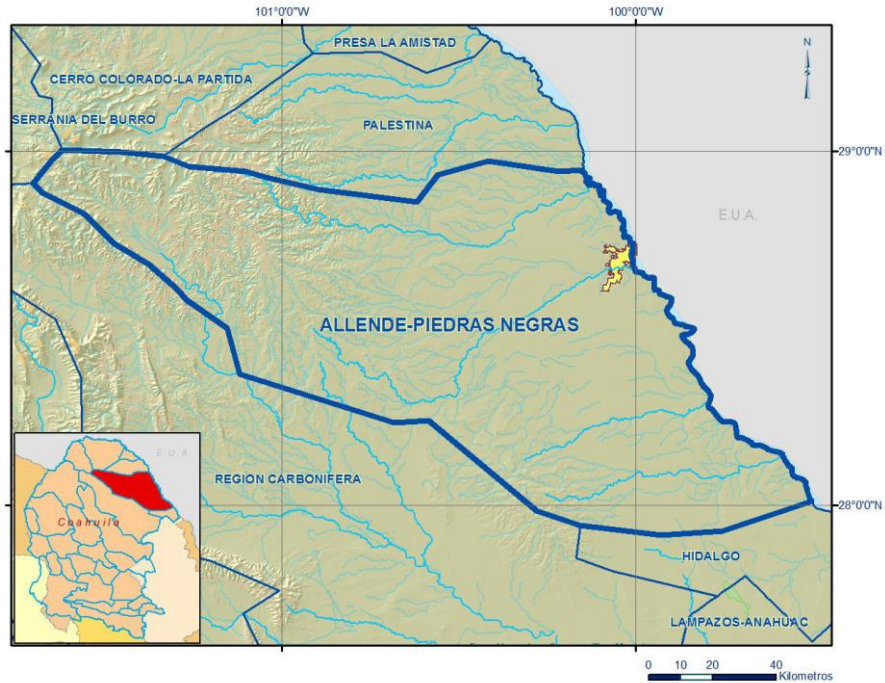


Figura 18. Localización del acuífero Allende-Piedras Negras.  
Fuente: Comisión Nacional del Agua.

### *Factores geológicos*

A continuación se evalúan las características geológicas de la zona que incluye al bloque Galaxia. La columna geológica de la zona, está constituida por rocas sedimentarias marinas del Cretácico que afloran en la Sierra del Burro y que hacia la planicie de Allende-Piedras Negras se encuentran cubiertas por un conglomerado del Terciario y Cuaternario. Su distribución general se muestra en la Figura 19.

En el área existen rocas sedimentarias marinas del Cretácico en la Sierra del Burro y, conglomerados y aluviones del Terciario y Cuaternario hacia la planicie de Allende-Piedras Negras.

Para ilustrar de manera simplificada la distribución de las rocas en el subsuelo, en la Figura 20 se muestra un croquis de una sección geológica regional donde se observa el levantamiento anticlinal que forma la Sierra del Burro, el cual presenta flancos de suave pendiente.

La sierra se puede describir como la mitad de una “gran cebolla”, cuyas capas en la parte superior de la sierra, han sido cortadas por erosión. El núcleo corresponde a las rocas permeables del Cretácico Inferior, mientras que la porción externa forma una banda anular. En los cañones de la sierra y en el plano geológico, es notable el afloramiento de las capas inferiores o de la parte baja del Cretácico Inferior, algunas de ellas por su poco espesor y posición casi horizontal, semejan curvas de nivel.

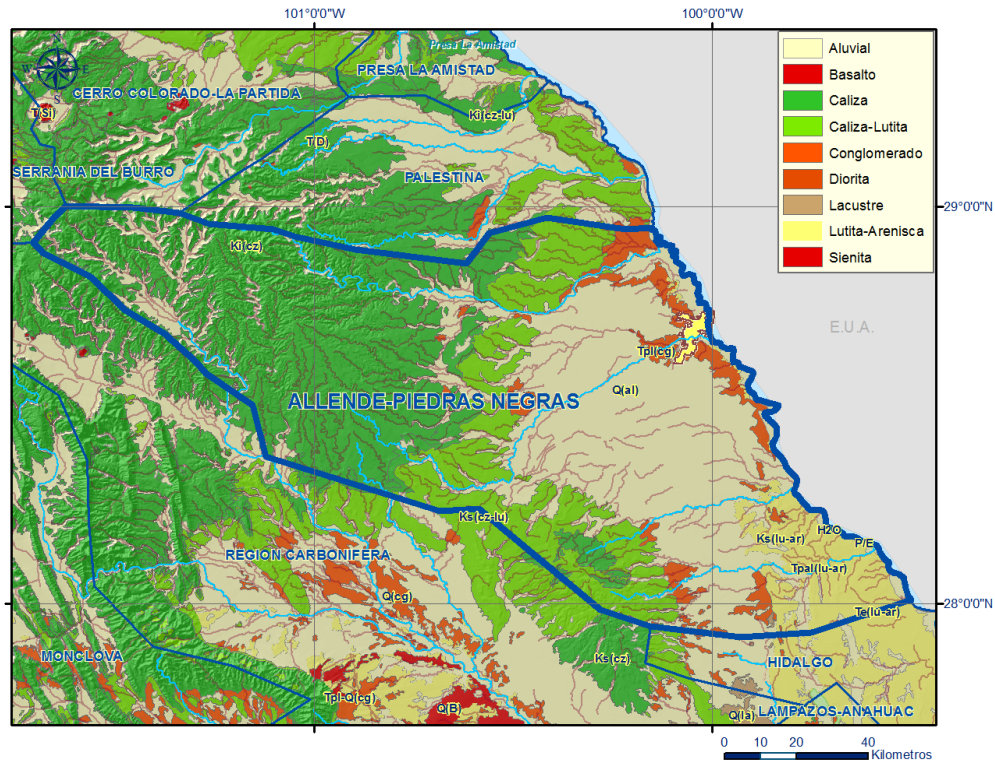


Figura 19. Geología general del noreste de Coahuila (acuífero Allende-Piedras Negras y bloque Galaxia).  
Fuente: Comisión Nacional del Agua.

Aparecen rocas calizas del Cretácico Inferior correspondientes a las unidades McKnight y Salmon Peak, que forman el flanco oriente de la Sierra del Burro. Rodeando a las formaciones mencionadas, se encuentran unidades del Cretácico Superior conocidas como Del Río, Buda, Eagle Ford y Austin. Estas formaciones dan origen a lomeríos y elevaciones topográficas menores, mientras que entre El Remolino, El Bambilete, Las Albercas y su prolongación al sur hasta el Río Escondido, se encuentra un valle alargado provocado por la erosión de la Formación Del Río, la cual está constituida por lutitas calcáreas que son más fáciles de erosionar que las calizas.

Hacia la parte central y oriente de la zona, donde se ubican los poblados de Zaragoza, Morelos, Nava y Allende, se extiende una planicie que se continúa hasta el Río Bravo. Destaca el Conglomerado Sabinas-Reynosa, el cual constituye un importante acuífero que es explotado para uso agrícola e industrial.

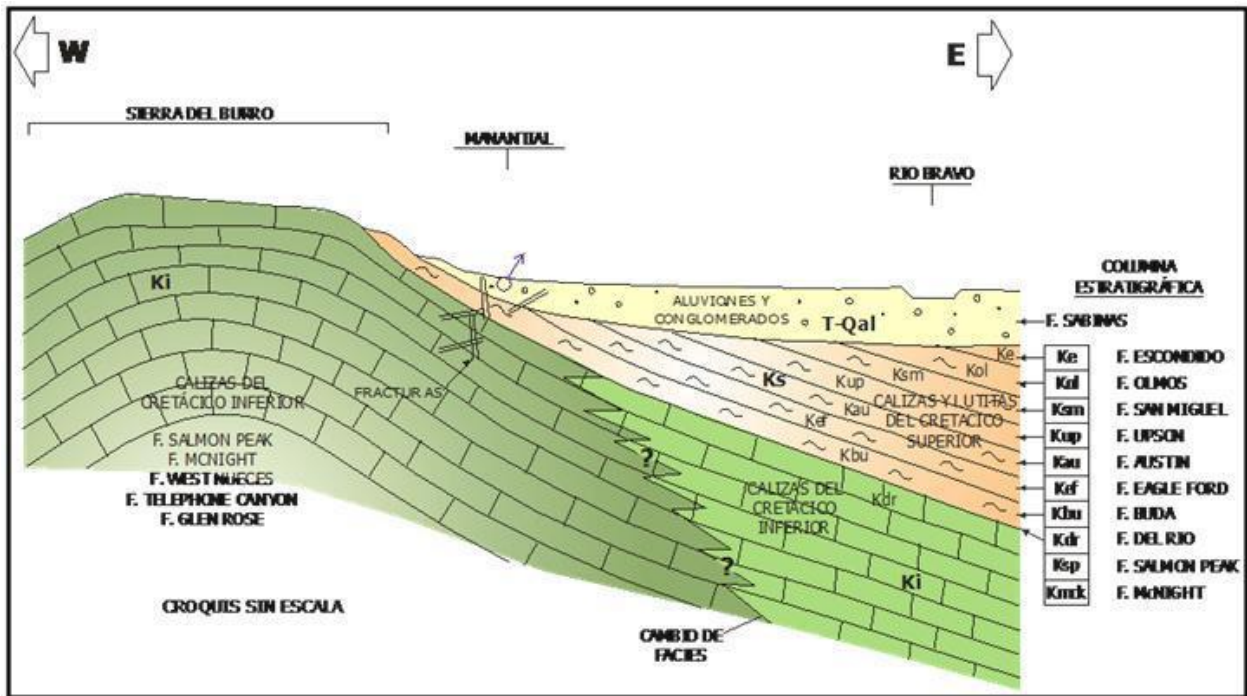


Figura 20. Geología del subsuelo (acuífero Allende-Piedras Negras y bloque Galaxia).  
Fuente: Comisión Nacional del Agua.

Las unidades de riego más importantes establecidas en la zona se abastecen de los manantiales de la región. Entre estas, destacan 20 Unidades de Riego para el Desarrollo Rural (URDERAL) registradas por la Unidad de Programación de la Dirección Local de la CONAGUA en Coahuila.

Estas Unidades contabilizan 1,023 usuarios (CONAGUA, 2001) con un caudal de 11,160 litros por segundo (lps) que son conducidos desde los manantiales mediante un sistema de canales que totalizan 5,828 km de longitud, de los cuales 35 km están revestidos y 5,793 km sin revestir.

El usuario principal del agua subterránea es el agrícola sin embargo, compite con el uso industrial que aprovecha la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la compañía Minera

Carbonífera Río Escondido (MICARE). A la fecha no se ha constituido un Comité Técnico de Aguas Subterráneas (COTAS).

En cuanto a la calidad del agua subterránea, existe una relación entre la salinidad del agua y su composición química. Al poniente, el agua subterránea está caracterizada por presentar menos de 400 ppm de sólidos totales disueltos, bajas concentraciones de sulfatos, generalmente menores de 32 ppm, y pertenecer a la familia cálcico-bicarbonatada.

En contraste, los aprovechamientos ubicados hacia la porción centro-oriental del acuífero, se caracterizan por presentar agua con más de 1,000 ppm de sólidos totales disueltos (Lesser, 2003), concentraciones altas de sulfatos, asociados a la familia cálcico-sulfatada.

Por otro lado, el censo de aprovechamientos de agua subterránea con los datos reportados por estudios previos, se complementó con visitas de campo realizadas en 2008. El total de captaciones registradas en el acuífero Allende-Piedras Negras es de 778 de las cuales 675 corresponden a pozos, 64 a manantiales y 39 a norias. El volumen de extracción conjunta asciende a 425.9 hm<sup>3</sup> anuales, destinados en su mayor parte a riego y en menor proporción a uso industrial y doméstico.

Del total de la extracción, 332.3 hm<sup>3</sup> (78 por ciento) se destinan al uso agrícola, 60.0 hm<sup>3</sup> (14.1 por ciento) al uso industrial, 18.5 hm<sup>3</sup> más (4.3 por ciento) para abastecimiento público-urbano y los 15.2 hm<sup>3</sup> restantes (3.6 por ciento) para uso doméstico abrevadero.

Para el cálculo de la disponibilidad de aguas subterráneas, se aplicó el procedimiento establecido la Norma Oficial Mexicana NOM-011-CONAGUA-2000, que establece la Metodología para calcular la disponibilidad media anual de las aguas nacionales.

La recarga total media anual (Rt) corresponde a la suma de todos los volúmenes que ingresan al acuífero. Para este acuífero su valor es de 457.7 hm<sup>3</sup> anuales. Para el caso del acuífero Allende-Piedras Negras, la descarga natural comprometida asciende a 290.8 hm<sup>3</sup>/año. De acuerdo a la información existente en el Registro Público de Derechos de Agua (REPDA), el volumen concesionado de aguas subterráneas para este acuífero al 31

de marzo del 2009, es de 148,224,984 m<sup>3</sup>/año. Finalmente, la disponibilidad de aguas subterráneas para el área de balance acuerdo a la expresión, es:

$$\text{DAS} = 457.7 - 290.8 - 148.224984$$

$$\text{DAS} = 18.675016$$

La cifra indica que existe un volumen disponible de 18,675,016 m<sup>3</sup> anuales para otorgar nuevas concesiones.

### **3.2 Situación en Estados Unidos.**

Estados Unidos desbancará a Arabia Saudita como el principal productor de energía para el 2015, esto según un reporte de la Agencia Internacional de Energía (AIE). La inversión masiva en la producción de gas y aceite de lutita ha impulsado el auge de la oferta estadounidense, gracias, como ya se ha visto, a las nuevas tecnologías, como el fracturamiento hidráulico, que ha permitido que la extracción de aceite y de gas desde las lutitas sea comercialmente viable.

De esta manera, un aumento mayor de lo esperado en las reservas de aceite de lutita de Estados Unidos está por cambiar el equilibrio global de poder entre los productores nuevos y existentes, según un informe de la AIE. A lo largo de los próximos años, Estados Unidos representará una tercera parte de los nuevos suministros de aceite. Así, ese país pasará de ser el principal importador del mundo a un exportador neto.

Como resultado, la demanda por crudo de los países productores del Medio Oriente disminuirá. Asimismo, el aumento en la producción estadounidense reconfigurará toda la industria, por lo que se espera que Estados Unidos supere a Rusia como el productor más grande de gas del mundo en 2015 y se convierta en *prácticamente autosuficiente* en sus necesidades de energía para el año 2035 (Figura 21).

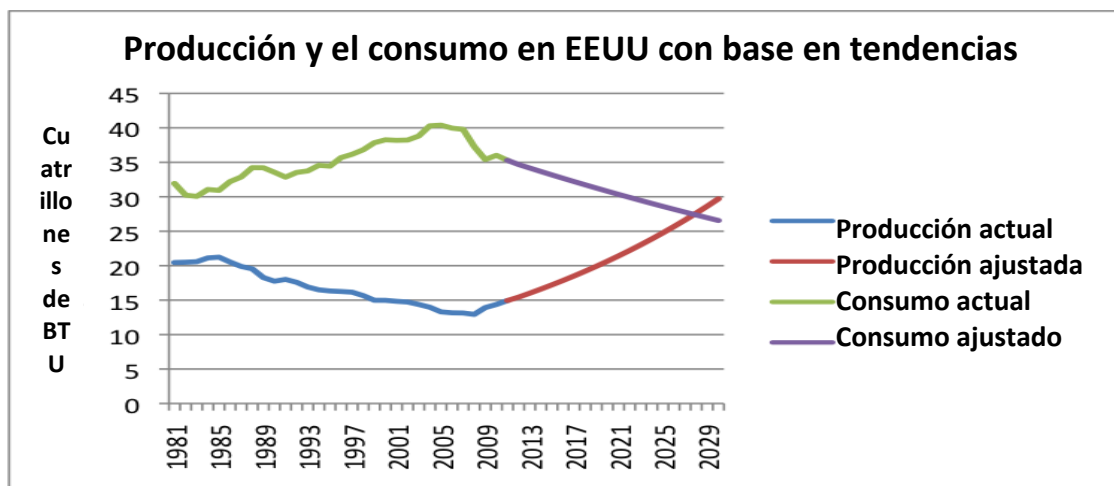


Figura 21. Producción y consumo energético de Estados Unidos (1981 – 2029).  
Fuente: Información histórica de la Agencia Internacional de Energía.

Por otro lado, varios de los estados que conforman ese país han discutido sobre la pertinencia de normar el retiro de agua que será utilizada en la industria del aceite y gas de lutitas, pero ninguno ha aprobado dicha legislación. Se encontró que treinta estados regulan de manera general la extracción superficial y subterránea de agua (Figura 22). Algunos requieren permisos para la extracción de agua, algunos requieren de un registro, además de la presentación de informes, y otros más requieren ambos.

Veintiséis de los estados de la Unión Americana, requieren permisos generales para el retiro de agua de la superficie y/o aguas subterráneas. Doce de estos estados requieren permisos para todo tipo de retiro. Los catorce estados restantes requieren permisos sólo para aquellos retiros por encima de un umbral determinado.

Ocho estados requieren el registro y la notificación de la extracción de agua. Cinco de ellos (Illinois, Indiana, Ohio, West Virginia y Vermont) requieren tanto un permiso, como la presentación de informes (también se incluye en el grupo de los veintiséis estados ha señalado anteriormente que requieren permisos). De los estados que requieren la presentación de informes, sólo Louisiana lo hace para todos los retiros. Los siete estados restantes requieren la presentación de informes sólo para aquellos retiros por encima de un umbral determinado. Por su parte, el estado de Kentucky exime a la industria de los hidrocarburos de la regulación del retiro de agua.



Además de requisitos de permisos o de informes anteriormente señalados, algunos estados tienen otras regulaciones que rigen la extracción de agua:

- Ohio requiere el registro y la notificación de los retiros de más de 100,000 galones por día, pero no requiere permisos a menos que el retiro sea superior a 2 millones de galones diarios.
- Pennsylvania requiere un Plan de Gestión del Agua que cubre el ciclo de vida completo del agua utilizada en la producción de aceite y gas de lutitas, incluyendo la ubicación y la cantidad retirada, además de un análisis del impacto del retiro del agua en el lugar de origen.
- Pennsylvania requiere permisos para cualquier extracción de agua para fracturamiento hidráulico, además de la operación de Modelos de Ecosistemas que proporcionen una base para rechazar las solicitudes de extracción de agua que pondrían presión sobre los distintos ecosistemas.
- Para retiros de más de 210,000 galones por mes, West Virginia requiere un Plan de Gestión del Agua similar que documente el origen del agua y demuestre que su impacto será el mínimo posible.
- Louisiana recomienda que las aguas subterráneas utilizadas para el fracturamiento hidráulico en los trabajos de perforación deben tomar el agua preferentemente del acuífero *Red River Alluvial*.
- Texas requiere permisos para la extracción de agua de la superficie, pero no para las aguas subterráneas.



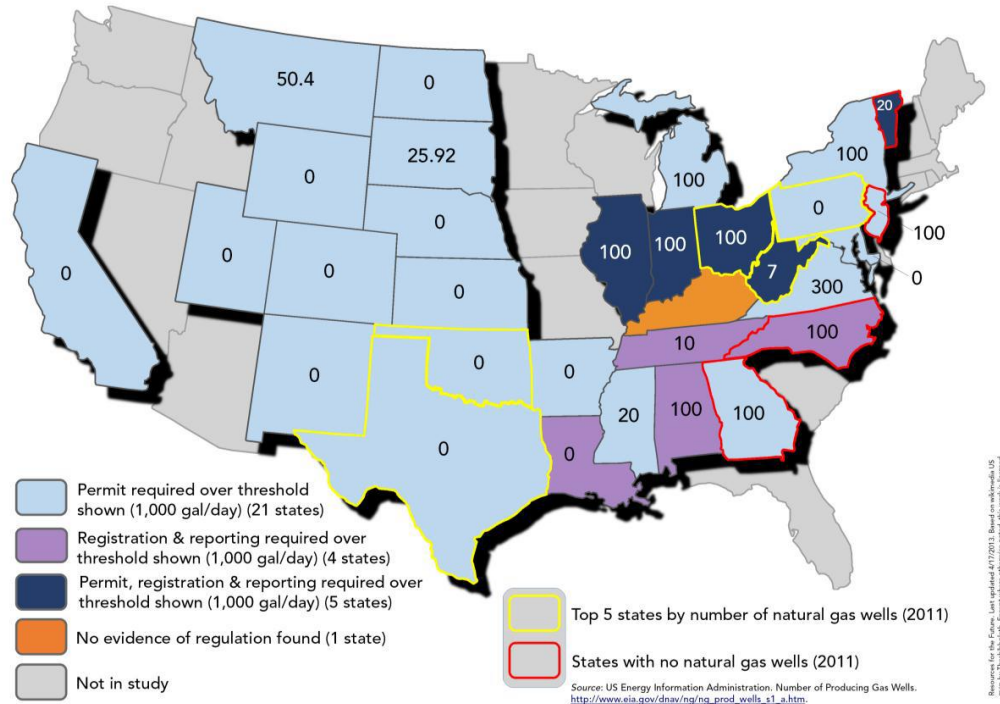


Figura 22. Regulaciones del Retiro de Agua en Estados Unidos.  
 Fuente: The State of State Shale Gas Regulation, Resources for the Future, junio de 2013.

### 3.3 Situación en Canadá

En Canadá, la exploración y explotación de recursos no convencionales existe principalmente en una provincia: Alberta. En esa provincia del oeste canadiense, se ha tomado como criterio básico privilegiar los procesos de ingeniería para su tratamiento con el objetivo de reducir al mínimo las necesidades de agua.

En Alberta es preciso que se elabore un Plan de Manejo de Agua Integral por Play.<sup>25</sup> En dicho documento es necesario hacer una valoración previa de las principales opciones para fuentes de extracción y adicionalmente, debe haber un amplio conocimiento de los inventarios, el uso y los ecosistemas de agua en el sitio a perforar. Por otro lado, también

<sup>25</sup> Play: Conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados, que comparten características similares de roca almacén, roca generadora, trampa, sello, procesos de carga de hidrocarburos (generación, expulsión, sincronía, migración, acumulación y preservación) y tipo de hidrocarburos; siendo la primera unidad de análisis económico y que permite con mayor certidumbre evaluar los recursos prospectivos y orientar la estrategia exploratoria.

es importante identificar las oportunidades de colaboración para estudios científicos y técnicos de recursos hídricos.

Asimismo, el Plan deberá contener una propuesta de sistema de manejo de agua que resulte eficiente para el acceso, el transporte, el almacenamiento, el uso y la eliminación. Además, el Plan deberá identificar las oportunidades más importantes para la reducción en el uso de agua dulce para el fracturamiento hidráulico.

De la misma manera, dicho Plan deberá privilegiar la reutilización de agua de retorno (*flowback*), así como de otras fuentes, además de identificar posibles restricciones técnicas y económicas para el acceso al agua. Adicionalmente, se deberá contar con un programa para el adecuado monitoreo y la valoración de línea base y la calidad de las aguas subterráneas.

Finalmente, la regulación de esa provincia también recomienda la integración del Plan específico por Play a planes de manejo de agua a nivel regional. Además el Plan de Manejo de Agua deberá tener especificaciones con ejercicios prospectivos sobre el impacto futuro en los recursos hídricos de las cercanías.

### **3.4 Situación en Reino Unido**

Reino Unido ya tiene cierta regulación para las actividades de perforación y extracción de hidrocarburos de lutitas.<sup>26</sup> Los datos preliminares que el operador deberá obtener para considerar los lugares más adecuados para la perforación exploratoria incluyen los siguientes:

- Los datos geológicos pertinentes para recopilar información sobre las formaciones de roca bajo la superficie;
- Información de perforaciones anteriores para aceite, agua, carbón y otros minerales y actividades mineras o de explotación de canteras;

---

<sup>26</sup> Para 2012 se habían perforado 2,100 pozos no convencionales en Reino Unido.

- Información sobre los acuíferos y las aguas subterráneas; reflexión sísmica y de gravedad, así como estudios magnéticos y de datos (por ejemplo, fotografías satelitales y resultados de estudios sísmicos previos).

En ese país, la Agencia del Medio Ambiente tiene entre sus principales objetivos para la industria de recursos no convencionales, proteger los recursos hídricos (incluyendo los acuíferos subterráneos), así como garantizar un tratamiento adecuado y disposición final de las aguas residuales.

Por otro lado, en Reino Unido se estipula que el Plan de Perforación tome en cuenta los efectos más significativos derivados del desarrollo de la industria en el medio ambiente como consecuencia del uso de los recursos hídricos.

Finalmente, las mejores prácticas internacionales<sup>27</sup> estipulan que “la consulta con los organismos competentes de gestión del agua” resulta obligatoria y que “siempre que sea factible, los operadores deberán considerar el uso de agua no potable para la perforación y fracturamiento hidráulico.” Una regulación que concuerde con las mejores prácticas podría derivar en exigir permisos para retiros importantes de agua.

### **3.5 Algunas enseñanzas**

El presente capítulo abordó los costos de la industria de los hidrocarburos no convencionales. En resumen, esa industria tiene una estructura de costos similar a la de hidrocarburos convencionales, con la salvedad de que los costos asociados principalmente al fracturamiento hidráulico y a las tecnologías que hacen posible explotar comercialmente esos yacimientos, elevan los costos significativamente: la producción de aceite de lutita es entre 3 y 5 veces más cara que la de aceite convencional y, la producción de gas de lutita es entre 1.5 y 16 veces más cara que la de gas convencional.

Por otro lado, también se hizo una comparación de los costos reales asociados a la producción de varios tipos de yacimientos tanto convencionales, como no convencionales, obteniendo que la producción de yacimientos de lutitas es en promedio 6 veces más cara

---

<sup>27</sup> Estándares del American Petroleum Institute (API).

que la convencional, 2 veces más cara que la de aguas profundas y 1.5 veces que la del Ártico.

Asimismo, se incorporó la estrategia de Pemex respecto al proyecto de exploración en el bloque Galaxia en el noreste del estado de Coahuila, zona en donde ya han perforado diez pozos exploratorios con buenos resultados (nueve pozos productivos).

También se introdujeron los principales resultados de un estudio de CONAGUA sobre la disponibilidad de agua dulce subterránea en la región, la que resulta definitivamente insuficiente para las necesidades de la industria de Exploración y Extracción de lutitas. El volumen disponible en el acuífero 0501 Allende-Piedras Negras es de 18,675,016 m<sup>3</sup> anuales para otorgar nuevas concesiones. Recordemos que en promedio se requieren 19,000 m<sup>3</sup> para perforar un pozo de lutitas, si esto se multiplica por 2,000 pozos que se requerirían perforar anualmente en la zona además de tomar en cuenta las necesidades crecientes para uso agrícola, doméstico e industrial, las cantidades resultan insuficientes.

Posteriormente se analizaron las regulaciones y los estándares que se han implementado en algunos de los principales productores de aceite y gas de lutitas. En este sentido, se puede observar un común denominador: exigir permisos al menos para algunos tipos de retiro de agua. Otra opción es permitir, sin requisito alguno, retiros por debajo de un determinado umbral; mientras que en otros casos se requieren permisos para cualquier tipo de retiro.

Para el caso de México, sería deseable una legislación que incentive el reciclaje o la reutilización de las aguas de retorno o *flowback* (tal y como sucede en Texas, Estados Unidos). Además de fuertes restricciones para el retiro de agua, condicionándola a que sea agua no potable y que además no tenga posibilidades reales de tratamiento para que lo sea.

# IV. TECNOLOGÍA PARA EL TRATAMIENTO DEL AGUA Y SU UTILIZACIÓN PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

---

Desde el punto de vista ambiental, existe un gran interés por parte de la sociedad y los gobiernos que radica en la potencial contaminación de los recursos hídricos a consecuencia de los procesos de extracción del gas y aceite de lutitas. No solo el proceso de extracción de este gas es intensivo en el uso de agua, además, durante el proceso existe la posibilidad latente de contaminación de los mantos acuíferos, propiciado por los componentes químicos que se utilizan, así como por el manejo y tratamiento de los desechos, implicando un reto técnico para la infraestructura de tratamiento local.

Después de un fracturamiento hidráulico, el agua producida contendrá (entre otros) componentes disueltos de la propia formación. Los componentes disueltos son compuestos naturales que pueden variar de un *play* al siguiente, o incluso dentro de un mismo *play*. El agua producida inicial puede variar desde agua dulce con menos de 5,000 partes por millón (ppm) de sólidos disueltos totales (TDS) hasta diversos grados de salinidad, que pueden ir desde los 5,000 ppm a los 100,000 ppm TDS o superior. El volumen de agua producida puede representar desde un 30% a más del 70% del volumen de líquido original de fractura.

El agua congénita ha estado en contacto con la formación del yacimiento durante millones de años y por lo tanto contiene minerales propios de la roca del yacimiento. La salinidad, los TDS y la calidad general del agua de formación varían según la cuenca geológica y los estratos de roca. Después de la producción inicial, el agua producida puede variar desde la categoría de agua salobre (5,000 ppm a 35,000 ppm TDS), a una solución salina (35,000 ppm a 50,000 ppm TDS), o hasta una sobresaturación salina (50,000 ppm a más de 200,000 ppm TDS), algunos operadores han reportado valores de TDS mayores a 400,000 ppm.<sup>28</sup>

---

<sup>28</sup> Estos niveles de variación se deben principalmente a cambios en la composición química del agua congénita.

La inyección subterránea ha sido tradicionalmente la principal opción para el desecho del agua producida. Sin embargo, las empresas de servicios y los operadores actualmente están desarrollando<sup>29</sup> el reúso de los fluidos de fracturamiento como una alternativa viable para una mejor administración del agua en general. La cantidad total de agua a tratar determinará el uso práctico *in situ*, las instalaciones de tratamiento de autocontención y los métodos de tratamiento empleados. El nivel de remoción que los componentes y sus concentraciones requieren dependerá de los objetivos del tratamiento y requisitos de reutilización del agua o de su descarga. En muchos casos, resultará más práctico tratar el agua con una calidad para ser reutilizada para fracturamiento hidráulico (o para otro uso industrial), en lugar de tratarla para su descarga a un cuerpo de agua superficial, como agua de riego y, por supuesto, para su uso como agua potable. En México, la instalación de este tipo de plantas de tratamiento,<sup>30</sup> estará estrechamente ligado al éxito comercial de la producción del aceite y gas de lutitas.

Para el caso de México, estos sistemas de tratamiento especializado resultarán muy benéficos, no sólo en los *plays* más maduros (como Barnett en Estados Unidos), sino también para los nuevos desarrollos que se tienen planeados en las zonas áridas del norte del país (tratamiento de agua salobre naturalmente salada). La llegada de nuevos enfoques y tecnologías más eficientes para el tratamiento, facilitarán entonces el comienzo de la explotación comercial en el país.

Si bien todavía existen desafíos, se está progresando mucho. Las nuevas tecnologías apuntan hacia la reducción de la cantidad de tratamiento necesario. A principios de 2009, se implementaron varios estudios para determinar la calidad mínima necesaria del agua y reutilizarla con éxito en el fracturamiento hidráulico. Ante la posibilidad de desarrollar procedimientos de fracturamiento hidráulico o de aditivos de fluidos que permitan el uso de agua con un alto contenido de TDS, más opciones de tratamiento serán viables y más agua se podrá reutilizar. El tratamiento y reutilización del agua producida podría reducir la extracción de agua para explotar comercialmente el aceite y gas de lutitas, así como la

---

<sup>29</sup> De esta manera esperan determinar el grado de tratamiento del agua necesario para su efectiva reutilización.

<sup>30</sup> Actualmente se están desarrollando nuevas tecnologías de tratamiento de agua y nuevas aplicaciones de las tecnologías existentes para tratar el agua producida. La reutilización del agua producida disminuye sin duda la demanda de agua y proporciona recursos adicionales de agua para zonas áridas o afectadas por sequía. Esto permite que el agua producida asociada sea un recurso potencial.

necesidad de eliminar este tipo de agua. En el caso de México, este enfoque también ayudará a resolver muchos de los problemas asociados a la fuente misma del agua (depósitos de agua salina como fuente primaria).

La tecnología que se ha desarrollado por las compañías de servicio<sup>31</sup> del sector de hidrocarburos, tiene el objetivo de buscar mejores maneras de administrar los recursos acuíferos para las actividades de fracturamiento hidráulico. Cada vez es más común encontrar áreas ricas en hidrocarburos con restricciones de acceso al agua (como en el Medio Oriente o el norte desértico de México).

En este sentido, se ha desarrollado tecnología de punta para generar fluidos de fracturamiento más eficientes en cuanto al uso de fuentes alternativas de agua, así como químicos más efectivos y más amigables con el medio ambiente. Dichas fuentes alternativas incluyen agua producida, agua salobre y agua de mar, lo que le permite a esas regiones preservar sus recursos de agua dulce y minimizar los costos de transporte y de tratamiento de agua.

Como ya se ha visto antes, el agua representa una parte importante dentro del proceso de fracturamiento, aproximadamente más del 90 por ciento del total de la mezcla, y existen varias maneras en que las compañías gestionan el uso de fluidos de fracturamiento, dependiendo de la presencia de recursos acuíferos subterráneos o superficiales utilizables. La elección dependerá de los requisitos de volumen y la calidad del agua, disponibilidad física del recurso, regulación, usos alternativos y características de la formación que se está fracturando (incluidos los aspectos de calidad y de compatibilidad del agua). De ser factible, se utilizan aguas residuales de otras instalaciones o agua *flowback* tratada. Asimismo, también se utilizan fuentes de agua subterránea y superficial, preferentemente no potable.

Las características químicas de los fluidos de fracturamiento y la calidad del agua requerida puede variar mucho dependiendo de las características de cada yacimiento (entre los más relevantes: el tipo de formación, temperatura y presión). El diseño de un

---

<sup>31</sup> Schlumberger y Halliburton son actualmente las líderes en el mercado.

fluido de fracturamiento apropiado no es un asunto trivial.<sup>32</sup> Sin embargo, puede lograrse de una manera económica, privilegiando el equilibrio de las necesidades locales, políticas y ambientales de un área específica.

La reutilización de agua producida es una actividad que ya sucede en México tanto en yacimientos convencionales, como en algunos no convencionales. Sin embargo, esta fuente de agua es la más retadora para su uso en los fluidos de fracturamiento, debido al alto tratamiento que requiere para su utilización, aún en situaciones de baja calidad del agua. Al respecto, la industria ya está alcanzando trabajos de fracturamiento exitosos utilizando agua producida en un 100 por ciento. En la actualidad, ya es posible fracturar eficientemente utilizando agua de menor calidad para los tres tipos de fluido de fracturamiento que existen:

1. Agua aceitosa (slickwater).
2. Gel lineal (linear gel).
3. Gel reticulado (crosslinked gel).

En el caso de México el agua congénita se utiliza en la recuperación secundaria,<sup>33</sup> por lo que se somete a un tratamiento de limpieza. Considerando las características de la composición del subsuelo en la zona donde se realizará la inyección del agua tratada, se identifican los contaminantes cuya remoción es indispensable. La eliminación de los sólidos y minerales generalmente se logra mediante el ablandamiento con cal y carbonato de sodio, seguido por una sedimentación para eliminar los sólidos, además de ser un tratamiento efectivo para la remoción de la dureza (más de 98 por ciento).

En efecto, para hacer frente a los problemas en relación a la escasez de agua en la zona norte de México, el uso de agua salobre podría ser la solución para asegurar el éxito del

---

<sup>32</sup> Las funciones que deben cumplir los fluidos de fracturamiento son: regular la viscosidad del fluido para llevar apuntalante, reducir al mínimo las pérdidas por fricción durante el bombeo, evitar las incrustaciones de cal mineral, evitar la corrosión, evitar emulsiones, control de bacterias, minimizar la inflamación de arcilla, amortiguar los efectos de la mala calidad del agua y degradarse después del trabajo realizado para permitir el máximo de producción de aceite y gas.

<sup>33</sup> La recuperación mejorada de petróleo es la segunda etapa de producción de hidrocarburos durante la cual un fluido externo (como agua o gas) se inyecta en el yacimiento a través de pozos de inyección ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores. El propósito de la recuperación secundaria es mantener la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Las técnicas de recuperación secundaria más comunes son la inyección de gas y la inundación con agua.



desarrollo de los recursos de lutitas, así como la preservación de agua dulce, ya que se sabe de la existencia de yacimientos salobres en ciertas partes áridas del norte del país (como más adelante se analiza); además, dichos yacimientos salobres están disponibles (no tienen un uso comercial en la actualidad). El desarrollo en el conocimiento de los yacimientos salobres en la zona es fundamental. Por otro lado, también sería importante identificar la ubicación exacta de las fuentes de agua y el costo esperado del agua salobre con el propósito de utilizarla en las operaciones de fracturamiento hidráulico en rocas de lutitas.

Por lo general, el agua salobre no se considera como un recurso hídrico viable, por lo que su uso representaría una nueva fuente del recurso. Por otro lado, como se comentó en el Marco Teórico, el agua que regresa a la superficie (*flowback* o agua producida) tampoco es considerada como un recurso (actualmente ese *flowback* se desecha a través de pozos de eliminación). Este enfoque operativo podría crear el entorno económico óptimo para el desarrollo de yacimientos no convencionales en esa zona del país, al tiempo de proteger los recursos existentes de agua dulce.

Las compañías están trabajando al menos con dos enfoques a medida en su búsqueda de sustitutos para el fracturamiento con agua dulce:

- Una técnica se enfoca en el tratamiento del agua alternativa para reducir las sustancias que podrían interferir con los químicos de fracturamiento.
- Otros ajustes tienen que ver con los propios productos químicos de fracturamiento por lo que trabajan en líquidos distintos al agua dulce.

Tres de las compañías líderes en la provisión de servicios<sup>34</sup> para la industria de la exploración y extracción de hidrocarburos (es decir, las compañías que se encargan de desarrollar la tecnología que a la postre facilita el trabajo de las grandes compañías operadoras), han desarrollado técnicas para reducir los costos de la extracción de aceite y gas de lutitas: Devon Energy, Halliburton y Schlumberger. A continuación una breve reseña del trabajo de las tres compañías referidas.

---

<sup>34</sup> Estas compañías destinan importantes recursos a la investigación y el desarrollo de tecnología.

Devon Energy Corporation ha utilizado unidades de destilación de agua en el *play* Barnett para tratar el agua producida a partir de las estimulaciones del fracturamiento hidráulico. En este sentido, Devon ya ha fracturado hidráulicamente más de 100 pozos utilizando agua reciclada; dicho programa está moviéndose hacia una fase de desarrollo generalizado.

Asimismo, Halliburton ha puesto en el mercado el sistema CleanStream, el cual es un proceso de control de bacterias mediante luz ultravioleta para el fluido de fracturamiento, que mejora el desempeño ambiental y reduce el volumen requerido de bactericidas convencionales.<sup>35</sup> Este servicio es capaz de tratar el fluido de fracturamiento a tasas de hasta 100 barriles por minuto.

De esta manera, se reduce significativamente el volumen de biocidas que se utiliza para tratar las bacterias<sup>36</sup> aeróbicas y anaeróbicas (reductoras de sulfato). Por ejemplo, un tratamiento de fracturas de 5 millones de galones de agua, que normalmente requiere de 5,000 galones de bactericidas, ahora puede ser implementado, usando una unidad de CleanStream y 500 galones de bactericidas para su acondicionamiento. Con el uso de CleanStream durante la operación, la adición de bactericidas se puede reducir a cero.

Por otro lado, Halliburton también desarrolló el sistema CleanWave, un sistema de tratamiento de aguas residuales *in situ* que permite reusar el agua producida, reduciendo significativamente la necesidad de agua dulce.

Asimismo, Schlumberger también está desarrollando tecnología con el objetivo de reducir el equipo y la escala de fluidos involucrados en el fracturamiento hidráulico, se espera tener mejores resultados en cuanto a producción con menos material (fluidos de

---

<sup>35</sup> Controlar el incremento de bacterias en el fluido de fracturas es esencial debido a que su crecimiento en exceso provocará la corrosión del hierro o acero, además de ser la causa para que el pozo comience a producir fluidos amargos (H<sub>2</sub>S), lo que puede destruir el fluido, provocando que éste se diluya demasiado como para poder utilizarse.

<sup>36</sup> En los sistemas de agua, las bacterias existen como parte de un conjunto que se llama biopelícula. En su mayoría, las biopelículas pueden ser invisibles a simple vista, como en un río. En casos extremos, la biopelícula puede ser una masa sumamente visible, voluminosa y viscosa. En los campos petroleros, los problemas asociados con las biopelículas y el crecimiento bacteriano representan contaminación biológica y taponamiento, corrosión en tanques y tuberías, y destrucción de sustancias químicas que se utilizan para mejorar la producción de aceite y gas.

fracturamiento). Específicamente, esta empresa está trabajando en un sistema llamado HiWAY que permite un aumento en la producción con un 45% menos de apuntalante.

En este tenor, la parte canadiense del *play* Bakken ya ha introducido el uso de un gel reticulado que funciona con agua producida tratada previamente; dicho sistema ha funcionado satisfactoriamente<sup>37</sup>. En Estados Unidos los siguientes *plays* importantes reutilizan el agua producida mediante algún tipo de tratamiento: Barnett, Fayetteville, Marcellus y Woodford.

El verdadero objetivo de las tecnologías antes descritas es hacer más aceptable (en términos ambientales y de desarrollo sustentable) un procedimiento que en muchas ocasiones resulta invasivo como lo es fracturamiento hidráulico. Esto adquiere más relevancia en lugares como el norte del país, regiones que se caracterizan por ser realmente áridas, razón por la que 9.5 millones de litros que se requieren en promedio para perforar un pozo de gas y/o aceite de lutitas tienen una severa repercusión en los recursos hídricos de la región.

Algunas operadoras en Texas (Apache Corp. y otras) están recurriendo a aguas salobres, considerando que son aguas ligeramente saladas, pero no aptas para el consumo humano, y otras alternativas al agua dulce, en tanto encuentran nuevas maneras para fracturar. Según expertos, esta práctica se convertirá en norma, sobre todo en aquellas áreas que registran una gran actividad y que además tienen escasez de agua dulce.

De hecho, esta compañía no ha usado agua dulce para los fracturamientos hidráulicos en Irion County (Cuenca Permian) desde que comenzó operaciones ahí en 2012. Es un gran logro para una industria de uso intensivo de agua. Apache ha perforado 109 pozos con fracturamiento hidráulico en Irion County. En 2013, Apache realizó actividades de fracturamiento en ese condado utilizando 1,588 millones de litros de agua salobre, además de 492 millones de litros de agua producida.

La técnica ha reducido el uso de agua dulce en una región sumamente seca. Además tiene sentido económico por los altos costos que implican el mover millones de litros de

---

<sup>37</sup> Se están desarrollando y probando *sistemas de evaporación térmica* para el tratamiento y reúso de agua producida con beneficios adicionales de tipo ecológico y económico.

agua dulce en pipas. Asimismo, si no se recicla el agua producida deberá ser eliminada, lo que también implica costos para el operador. Realmente se trata de una confluencia de circunstancias: disponibilidad de agua salobre y economía.

En la actualidad, Apache es una de las compañías que experimentan con fracturamiento hidráulico que no requiere de agua dulce. Las circunstancias que han impulsado esta situación son: el alto costo de la utilización y el transporte de agua dulce, así como el aumento de la animadversión hacia la industria, con argumentos sobre el agravamiento en la escasez de agua. Estas circunstancias podrían presentarse en la región norte del país donde se han anticipado recursos prospectivos de aceite y gas de lutitas.<sup>38</sup>

Hoy en día, la industria está experimentando con otras fuentes de agua. Estas incluyen el *flowback*, el agua producida y el agua salobre. De acuerdo con el Departamento de Geología Económica de la Universidad de Texas, el agua salobre es la opción más prometedora de las tres, ya que es menos complicada que el reciclaje del agua que proviene de pozos existentes.

Sin embargo, el agua salobre no es una solución perfecta. Algunas ciudades pequeñas están considerando desalinizar agua salobre para el consumo humano, lo que pondría a la industria en competencia directa con residentes. Además, el agua salobre no siempre es de fácil acceso. Aun así es una opción prometedora.

Asimismo, las compañías están explorando esta tecnología porque ven potencial de ahorro y porque hay un creciente reconocimiento de que se debe jugar un papel activo para evitar el exceso de competencia por un recurso limitado.

El papel que las compañías están jugando impulsados por razones económicas, puede ser apoyado adecuadamente por el gobierno. Una primera opción es mediante la implementación de regulación que privilegie el uso de agua salobre por encima de otras alternativas, esto puede suceder mediante incentivos (por ejemplo, la eliminación de

---

<sup>38</sup> A principios de 2014, un informe de Ceres (un grupo inversor con sede en Boston que se centra en el medio ambiente), encontró que el 28% de los pozos en Eagle Ford (sur de Texas) se encontraban en zonas consideradas en alto o extremo estrés hídrico. En la Cuenca Permian, el 87% de los pozos se encontraban en esas zonas.

impuestos al uso de este tipo de recurso hídrico), o mediante la eliminación de permisos para el uso de este tipo de recurso.

Otra opción implicaría que CONAGUA recolecte información de yacimientos subterráneos de agua salobre<sup>39</sup> en las regiones con recursos prospectivos de aceite y gas de lutitas, esto para compartir esos datos con la industria, estados y municipios. En el siguiente capítulo del presente trabajo, se regresará a esta argumentación como parte de una propuesta de política pública.

Sin embargo, algunas de las críticas más comunes se han centrado en que los avances tecnológicos sólo han sido superficiales, o con el objetivo de mejorar las “relaciones públicas” de las compañías con las comunidades en las que tienen actividades. Se alega que en realidad no se ha hecho un énfasis en reducir el consumo de agua.

Asimismo, se ha criticado el incentivo meramente económico de las compañías para reducir el uso de agua dulce en el proceso de fracturamiento, en lugar de atender a otras preocupaciones igual o mayormente válidas (según algunos), como lo puede ser la ambiental.

De acuerdo a los operadores, la tecnología no será de alcance masivo hasta que la escasez de agua afecte de manera generalizada a los productores. Los operadores que tienen acceso al agua dulce y que por lo tanto no tienen tanta presión para reciclar el *flowback* o tratar las aguas salobres, seguirían entonces bajo la lógica económica.

Lo anterior lleva a una reflexión ineludible, si ya existe tecnología que permite utilizar agua salobre en el fracturamiento hidráulico de una manera económicamente viable (probada con éxito en regiones áridas de Estados Unidos), y sin embargo, si las empresas no están dispuestas a utilizar esa tecnología a menos que sea estrictamente necesario (siempre van a tener mayores ganancias a través del uso de fuentes de agua más accesibles). El papel del Estado, como regulador y como garante del bien mayor, ¿debería ser el de *hacedor de políticas*? ¿Debería entonces alinearse a regular estos asuntos? ¿Debería ser el de proveer información útil para incentivar aquello que genera un mayor bien a la sociedad? Más adelante se regresará a estas preguntas.

---

<sup>39</sup> Estos recursos ya comienzan a tener un valor intrínseco en Texas, Estados Unidos.

## V. ALTERNATIVAS Y CRITERIOS ECONÓMICOS DE VIABILIDAD

---

A continuación se aborda el uso económico del agua, esto para valorar los distintos usos del líquido. Posteriormente, se tocan los diferentes costos que tienen las actividades de exploración y extracción (E&E) de lutitas, primero a través de un análisis costo beneficio, para luego abordar la estructura de los costos de operación de la industria, finalmente se hará el planteamiento que incluye la prospección de un proyecto sustentable para las actividades de E&E de lutitas en el país.

### 5.1 Uso económico.

Todos los seres vivos necesitan agua para poder desarrollar las funciones vitales. Si bien, el 70 por ciento de la superficie del mundo está cubierta por agua, solamente el 2.5 por ciento del agua disponible es dulce, mientras que el restante 97.5 por ciento es agua salada. Casi el 70 por ciento del agua dulce está congelado en los glaciales, y la mayor parte del resto se presenta como humedad en el suelo, o yace en profundas capas acuíferas subterráneas inaccesibles.

México, un país rico en recursos naturales, obtiene el agua que consume la población de fuentes tales como ríos, arroyos y acuíferos del subsuelo. Estos acuíferos se recargan de forma natural en época de lluvias. La creciente necesidad de lograr el equilibrio hidrológico que asegure el abasto suficiente de agua a la población se logrará armonizando la disponibilidad natural con las extracciones del recurso mediante el uso eficiente del agua.

De tal manera que el agua es un recurso natural escaso, pero indispensable para la vida y para el ejercicio de la mayoría de las actividades económicas, por lo que actualmente la preocupación sobre los usos del agua y las reservas de agua en nuestro país justifican la necesidad de realizar estudios sobre la rentabilidad económica, financiera y social del agua.

Por otra otra parte, podemos destacar que existen numerosos estudios sobre la disponibilidad de agua por países, donde el criterio utilizado para su clasificación, según la

dotación hídrica es el Índice de Falkenmark, que mide la denominada “Tensión Hídrica.”<sup>40</sup> Estos estudios advierten sobre la extensión de los problemas crónicos de escasez de agua en muchas zonas del planeta. Las previsiones de la Organización de las Naciones Unidas hablan que para 2025 más de una tercera parte de la población mundial (7,800 millones aproximadamente) padecerá insuficiencia de recursos hídricos, a diferencia de la situación actual donde tan sólo un 10.5 por ciento (650 millones) lo sufren.

De acuerdo a la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la cantidad promedio de agua disponible en México al año es de 476 km<sup>3</sup>. Del total de agua disponible 84 por ciento escurre superficialmente y el resto se incorpora a los acuíferos (16 por ciento). La capacidad de almacenamiento de agua en México es de 150 km<sup>3</sup>, es decir, tan sólo 37 por ciento del escurrimiento promedio anual en el país, mientras que más de 60 por ciento del agua que escurre se descarga al océano sin aprovechamiento.

La disponibilidad de agua muestra variaciones importantes a lo largo y ancho del territorio mexicano, esto se debe a la diferencia entre el patrón de lluvias, escurrimientos y recarga de acuíferos en las 13 regiones hidrológicas administrativas de México (Figura 23), las cuales son: I. Península de Baja California, II. Noroeste, III. Pacífico Norte, IV. Balsas, V. Pacífico Sur, VI. Río Bravo, VII. Cuencas Centrales del Norte, VIII. Lerma Santiago Pacífico, IX. Golfo Norte, X. Golfo Centro, XI. Frontera Sur, XII. Península de Yucatán y XIII. Aguas del valle de México.

---

<sup>40</sup> Según este índice una región experimenta tensión hídrica cuando el suministro anual de agua desciende a menos de 1.700 m<sup>3</sup> por persona.

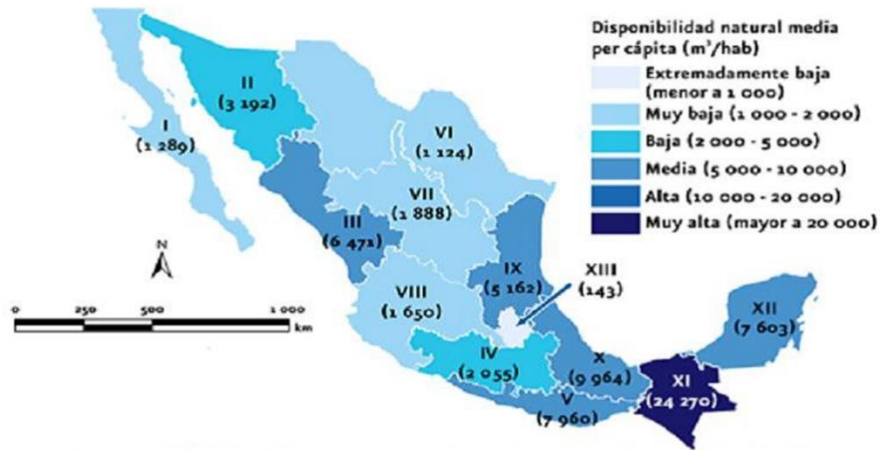


Figura 23. Regiones hidrológicas de México.  
Fuente: Informe de la situación del medio ambiente en México, 2008.

En la zona norte y centro del país se concentra el 77 por ciento de la población, pero únicamente se cuenta con el 37 por ciento del agua renovable. Por el contrario, en la zona sur y sureste donde se encuentra el 23% de la población, existe 69% del agua renovable (CONAGUA. Estadísticas del agua en México 2008).

En México la disponibilidad de agua por habitante al año pasó de 18 mil 035 m<sup>3</sup> en 1950 a 4 mil 312 m<sup>3</sup> en 2007, que de acuerdo al Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), se considera como una disponibilidad baja (Figura 24). De acuerdo con el PNUD, una disponibilidad de agua inferior a los mil 700 m<sup>3</sup>, se considera como una situación de estrés hídrico, comprometiendo la salud de la población, la seguridad alimentaria, el desarrollo económico y la protección de los ecosistemas.

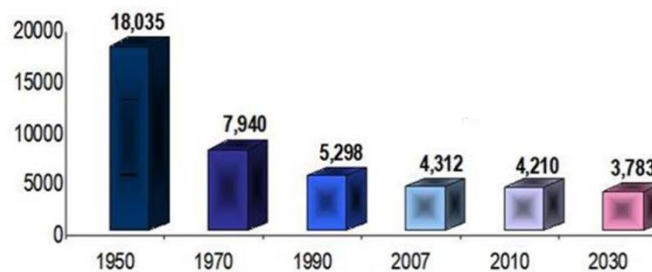


Figura 24. Disponibilidad natural media de agua en México.  
Fuente: Estadísticas del agua en México, 2008.



En algunas regiones como “Aguas del Valle de México”, “Río Bravo” y “Lerma-Santiago-Pacífico”, la disponibilidad de agua por habitante es realmente alarmante si se toma en cuenta que en cada una de estas zonas cohabitan más de 10 millones de mexicanos (Figura 25). De acuerdo a lo anterior, de las 13 regiones hidrológicas administrativas, sólo la región de Cuencas Centrales tiene una disponibilidad natural media per cápita menor a la región VI “Río Bravo” que es la de mayor interés para el presente trabajo.

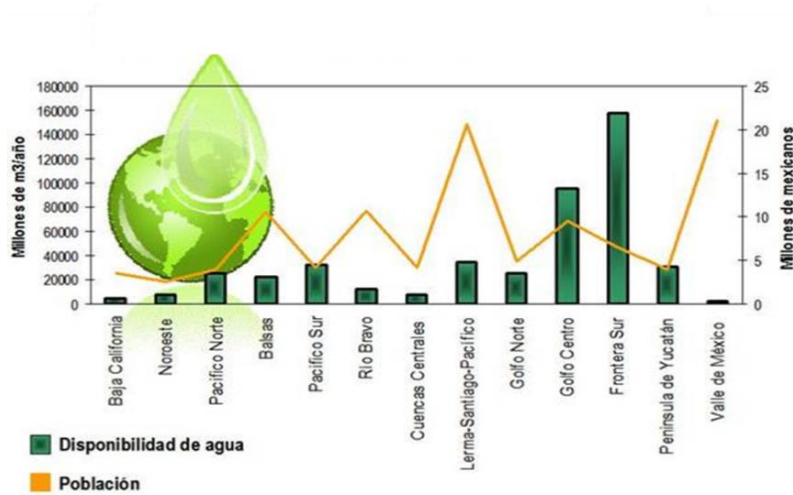


Figura 25. Disponibilidad de agua por región Hidrológica Administrativa. Fuente: Estadísticas del agua en México, 2008.

De acuerdo con el Consejo Nacional de Población (CONAPO), en 2010 la disponibilidad de agua por habitante era de 4 mil 210 m<sup>3</sup>, el mismo dato para 2030 se calcula que sea de tan sólo 3 mil 783 m<sup>3</sup>.

Para la valoración económica de recursos naturales como el agua, se distingue una clasificación de los distintos valores a considerar que dependen del uso del recurso. Para identificar las funciones que confieren valor al agua, debe considerarse el componente de uso y el componente de no uso.

El **valor de uso** corresponde a la medida de bienestar que le reporta al individuo o sociedad la utilización del recurso en una u otra forma. Se define como el valor económico asociado con el uso *in situ* de un recurso. Esta valoración se desglosa en *valor de uso directo* y *valor de uso indirecto*.

- *Valor de uso directo*: corresponde a todo el flujo de agua que es utilizado.

- *Valor de uso indirecto*: corresponde a la porción de agua demandada por los ecosistemas y la cantidad que forma parte del embalse y que se considera un activo fijo en términos de capital natural.

El **valor de no uso** se refiere a todas aquellas fuentes del valor que no implican una utilización propiamente dicha del agua. El valor de no uso se desglosa en *valor de opción* y *valor de existencia*.

- *Valor de opción*: corresponde a la reserva de uso para un momento en el futuro. Se obtiene del valor del agua que hoy día es disponible, pero que no se utiliza, y que puede servir para el desarrollo de otras opciones económicas en el futuro.
- *Valor de existencia*: está ligado a los valores más inmanentes de los objetos con independencia, parcial o total, de la proyección que sobre ellos tenga el ser humano. Este valor adquiere importancia frente a la irreversibilidad de pérdida de un recurso.

La suma de estos valores constituye el Valor Económico Total del Agua (Figura 26).

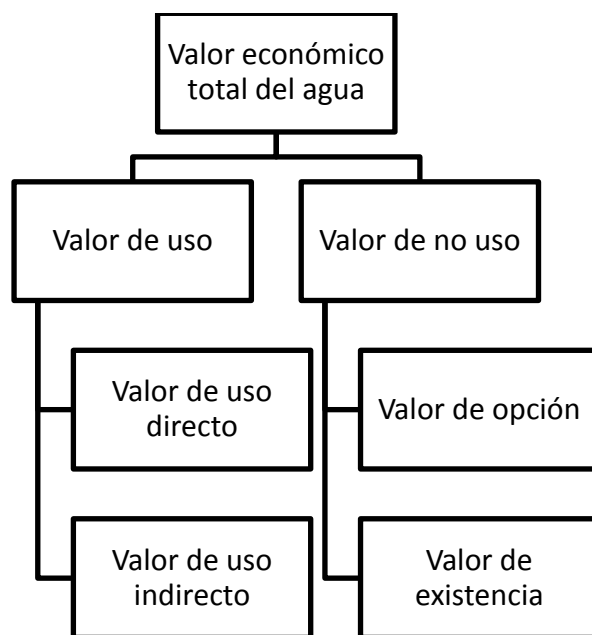


Figura 26. Componentes de valor económico total del agua.  
Fuente: Estadísticas del agua en México, 2008.

### 5.1.1 Tipos de Uso del Agua

La primera clasificación que encontramos para los diferentes usos que se le da al agua, está la que corresponde a su utilización dentro de las actividades económicas. El uso del agua llamado comúnmente “tradicional” se encuentra básicamente determinado por el suministro de agua potable, y para la utilización para las actividades como la agricultura, minería, industrias y la generación de energía eléctrica<sup>41</sup>.

Frente a este uso “tradicional” entran a competir las aguas de los **usos “no tradicionales”** o **“emergentes”**, que consisten en usos que generalmente se desarrollan en el ambiente natural de la fuente de agua sin extracción o consumo del recurso, razón por la cual se ha denominado a este tipo de uso como usos **“in situ”**, debido que se realizan directamente en el lugar donde se encuentran las aguas.

A grandes rasgos, se puede señalar que, estos usos “emergentes” se caracterizan por no consumir ni degradar el recurso y por no ser excluyentes unos de los otros.

Desde el punto de vista de la ubicación del uso, estos dos tipos de usos (tradicionales y emergentes) se conocen como usos *instream* y usos *outstream*. Los primeros, son aquellos que se realizan en el cauce mismo o fuente de agua y que no suponen extracción de agua ni utilización para el desarrollo de actividades económicas. Los segundos, son aquellos que implican la extracción de las aguas para su utilización en sectores productivos, así como para abastecimiento humano.

Desde un enfoque de destino o finalista, los usos “emergentes” se pueden clasificar, básicamente en dos grandes grupos, por un lado, están los usos con fines recreacionales y, por otro lado, se encuentran los usos con fines ecológicos o ambientales.

Por uso recreacional del agua, se entiende la actividad no consuntiva del agua que genera un bienestar social, sociológico o estético, al existir una relación directa o indirecta con ella. Estos usos recreacionales se han dividido en usos con contacto directo (todas aquellas actividades que se realizan en contacto con el agua tales como natación, rafting,

---

<sup>41</sup> Aproximadamente, a escala mundial, el 69 por ciento de la extracción anual de agua para uso humano se destina a la agricultura (principalmente para riego), la industria representa un 23 por ciento y el consumo doméstico (hogar, agua para beber, saneamiento) representa aproximadamente el 8 por ciento.

kayakismo, canotaje, velerismo, pesca) y usos sin contacto directo (incluye actividades como fotografías, caminatas, contemplación, navegación en embarcaciones mayores y esparcimiento).

A su vez, el uso ambiental o ecológico del agua está relacionado con la sustentabilidad de un determinado ecosistema, la conservación de vida acuática y vida silvestre, biodiversidad y preservación de humedales, entre otros. Además, una de las funciones ambientales más importantes en relación con el recurso hídrico es el que se refiere al uso de éste como receptor de efluentes contaminados de origen doméstico, agrícola, industrial o minero.

### **5.1.2 Valor económico**

El agua no sólo tiene valor por sus potencialidades productivas, sino también por sus funciones ecológicas en el medio natural, los servicios ambientales que se generan desde los ecosistemas hidrodependientes, y los valores sociales que engloba, todos ellos aspectos cuyo valor no es reconocido por el mercado, es decir el valor económico dentro de la economía no se ajusta a las finalidades del agua, las cuales exceden la mera productividad económica. Sostener que el agua tiene por única finalidad ser un insumo de la producción, implica necesariamente desconocer el bienestar social o colectivo derivado de la satisfacción del resto de las necesidades sociales y ambientales asociadas al uso del recurso hídrico.

Dentro de las funciones sociales, se encuentran aquellas que tienen relación con la salud humana, esto es, agua potable, higiene, aseo, prevención de enfermedades, etc., sin perjuicio de existir otras funciones sociales del agua como la recreación y el esparcimiento.

A su vez, las funciones ambientales indican relación mayormente con la conservación de la biodiversidad y el mantenimiento de los equilibrios naturales. Sin embargo, ambas funciones (sociales y ambientales) están entremezcladas y se relacionan directamente con la calidad de vida de las personas.

En este sentido, es importante destacar que ha salido a la luz un nuevo concepto económico elaborado por el español Federico Aguilera Klink, quien en su libro "*La nueva*

*economía del agua, hablas del agua como un activo económico, ecológico y social*” postula que: “finalmente, algunos economistas (Zimmerman y Hueting, entre ellos) defendemos una noción funcional del agua como recurso natural o activo ecosocial, entendiendo por tal la capacidad que tiene el agua de satisfacer todo un conjunto de funciones económicas, sociales y ambientales, tanto de carácter cuantitativo como cualitativo. Esto no significa que el agua no sea también un factor de producción sino que la lógica del agua entendida como factor de producción está supeditada a la lógica del agua entendida como activo ecosocial y no entra en conflicto con ella”.

Se puede decir que el agua cumple una serie de funciones, que permiten la satisfacción de una de las necesidades tanto humanas como no humanas, aunque esto sólo es posible cuando esas necesidades son compatibles con el volumen y la calidad existente de este recurso.

Lo anterior está en perfecta armonía con la naturaleza jurídica del agua, ya que, precisamente son estas funciones públicas las que obligan afectar al agua como bien de dominio público, bajo el supuesto de que la expresión finalidad o función pública constituye una categoría unificadora que otorga homogeneidad y coherencia a un amplio conjunto de fines que se conciben como trascendentes a los meramente individuales.

Por lo tanto, desde el enfoque jurídico, el fundamento necesario para regular el ejercicio de los derechos de aprovechamiento de los particulares, en orden a proteger los “usos no productivos” y velar por un uso sustentable, se encuentra en la función social y ambiental de la propiedad que pesa sobre los mismos, planteamiento que, en especial, cobra mucha más fuerza tratándose de bienes nacionales de uso público que son indispensables para la comunidad.

## **5.2 Costos.**

En México, regularmente el agua suele administrarse como si fuera algo sin valor, en lugar de tratarse como el recurso sustentador de vida, valioso y escaso que es. Por esta razón, el precio que se paga está fundamentalmente determinado por tres factores: el coste del transporte desde la fuente al usuario, la demanda total del agua y los subsidios

al precio final; en ocasiones el tratamiento para eliminar los contaminantes también puede incrementar su costo.

El costo del transporte del agua está determinado mayormente por lo lejos que debe ser trasladada y a qué altura debe llevarse. En este sentido, bombear agua o elevarla a emplazamientos a mayor altitud son procesos con un uso intensivo de la energía, considerando también que se requiere de la bomba, el pozo y el sistema de tuberías para transportarla.

Con el objetivo de proporcionar una medida de rentabilidad, para la propuesta de regulación que se presentará, sobre la disponibilidad del agua para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en rocas de lutitas, a continuación se muestra un análisis costo – beneficio realizado con base en la comparación de los costos previstos y los beneficios esperados en la realización del mismo.

En ejercicios realizados al interior de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se ha estimado un costo de 60.2 millones de pesos en la construcción de pozos y 59.8 millones de pesos en la terminación de éstos, lo que genera un costo promedio de 120 millones de pesos por la perforación de un solo pozo. Estos costos pueden variar dependiendo la ubicación y características geológicas y geomecánicas del pozo y consideran la aplicación de las mejores prácticas y estándares de la industria, así como la integración de información y entrega de informes<sup>42</sup> a la CNH, como ente regulador de las actividades petroleras a nivel federal.

De acuerdo a la CNH, la estimación monetizada de los costos que implica la construcción y terminación de un pozo no convencional se subdivide de la siguiente manera:<sup>43</sup>

- 60,169,014 pesos por construcción, compuesto de la siguiente manera:
  - 6,084,507 pesos por preparación del sitio.
  - 15,549,295 pesos por movilización del equipo de perforación.
  - 22,985,915 pesos por perforación direccional, cementación y combustible.
  - 15,549,295 pesos por tubería de revestimiento.

---

<sup>42</sup> El personal encargado del diseño y ejecución del pozo será el encargado de integrar toda la información.

<sup>43</sup> La información fue obtenida con datos de Pemex y de *RBN Energy*.

- 59,830,985 pesos por terminación, compuesto de la siguiente manera:
  - 39,211,267 pesos por estimulación.
  - 18,253,521 pesos por disparos y contraflujo.
  - 2,366,197 pesos por tubería de producción y equipo superficial.

De tal modo, los costos de perforación de un pozo no convencional en México están divididos casi equitativamente entre las etapas de construcción y de terminación del pozo. Y se anticipan de un 20 por ciento a un 30 por ciento más altos que en Estados Unidos.

De acuerdo a las estimaciones de los beneficios que supone la regulación para cada particular, grupo de particulares o industria, la CNH ha realizado cálculos del beneficio unitario por un espacio de 12 años, que es la vida promedio de un pozo de lutitas. El beneficio por cada año se distribuye de la siguiente manera:

<b>Año</b>	<b>Monto</b>
1	\$39,064,825
2	\$16,226,927
3	\$13,342,140
4	\$11,340,819
5	\$10,056,548
6	\$9,352,589
7	\$8,697,908
8	\$8,089,054
9	\$7,522,821
10	\$6,996,223
11	\$6,506,488
12	\$6,051,033

Figura 27. Distribución de beneficios derivados de una regulación general.  
Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Los beneficios de una regulación general para la exploración y extracción (E&E) de lutitas, implican una disminución de riesgos en accidentes, con lo cual se estaría protegiendo el ambiente, la flora y fauna, la vida e integridad humana y los recursos de la industria. Adicionalmente, esta regulación permitirá una mejor y mayor extracción de hidrocarburos de lutitas, probablemente con una disminución de costos. Por lo cual, se incrementarán los ingresos para México derivados de esta actividad.

Ahora bien, en cuanto a la estimación monetizada de los beneficios que implica una regulación general para la E&E de lutitas, bajo un modelo de producción de gas de lutitas

se estima una producción inicial diaria de 3,500 Mpc y final de 1,050 Mpc para el primer año; con una tasa de decremento anual de 70 por ciento, 20 por ciento, 15 por ciento, 15 por ciento, y 7 por ciento consecutivamente. El precio del gas de lutitas es de 4.33 dólares americanos por Mpc de acuerdo a la IEA y se utiliza la tasa de cetes a 28 días como factor de descuento. La estimación de beneficios es de 192 millones de pesos durante 25 años de vida del pozo, sin descontarlo a valor presente. En este modelo se considera que la construcción, terminación, mantenimiento y abandono se realiza de forma adecuada conforme a la regulación propuesta y no existe un accidente que genere costos a la población o al ambiente. Con esto, el beneficio total a valor presente es de 149,443,716 pesos.

Por lo tanto, los beneficios son mayores a los costos ya que el Valor Presente Neto es de 29,443,719 pesos.

En el caso de los recursos no convencionales, la estructura de los costos de operación de la industria debería entenderse bajo la siguiente regla: el costo de llevar el agua al sitio de perforación (tanque de almacenamiento o estanque) dependerá de la ubicación del punto principal de recolección.

Para el agua del subsuelo, incluirá el costo de perforar un pozo (acuífero), así como el costo del bombeo desde el punto de recolección (ductos y bombas) hasta el sitio de perforación, más la tecnología para el tratamiento o para el uso de este tipo de agua en trabajos de fracturamiento hidráulico.

Para el agua de mar, estos costes incluirán el bombeo desde el punto de recolección (ductos y bombas) hasta el sitio de perforación, más la tecnología para el tratamiento o para el uso de este tipo de agua en trabajos de fracturamiento hidráulico.

En cuanto al costo de tratamiento, por lo general, el agua necesitará tratamiento para que contenga menos de 1,000 miligramos por litro (mg/l) de sólidos disueltos totales (TDS). Por otro lado, en cuanto al transporte desde el punto de recolección al sitio de perforación, es preciso comparar el costo de los ductos contra las pipas. Los primeros siempre serán más baratos que las segundas.



De acuerdo a la estructura internacional de costos de Schlumberger,<sup>44</sup> la perforación de un pozo de agua dulce cerca del sitio de perforación (tanque de almacenamiento), no implicará costos de transporte, ni tratamiento, por lo que esta opción es la más económica de toda la gama posible de alternativas.

En segundo lugar, la perforación de un pozo de agua salobre cerca del sitio de perforación (tanque de almacenamiento), no implicará costos de transporte, ni mayor tratamiento en la mayoría de los casos, el gasto duplicará en promedio al costo del pozo de agua dulce.

En tercer lugar, está la disponibilidad de agua de mar cerca del sitio de perforación (tanque de almacenamiento), esto asumiendo que las operaciones se encuentren cerca de la playa, lo que no implicará costos de transporte, aunque en este caso los costos de tratamiento se incrementan, multiplicando en promedio entre 2.5 y 3.5 veces más el costo del pozo de agua dulce.

Finalmente, el tratamiento de agua producida para reúso representa el de mayor costo, ya que el costo de manejo es alto, y además, requiere de áreas de almacenamiento separadas para agua no tratada y agua tratada. Por otro lado, el tratamiento es mucho mayor. Resultando en una estructura de costos que implica 3.5 veces o más el costo de perforación de un pozo de agua dulce.

A las primeras tres estructuras de costos habría que añadir el gasto en caso de que los pozos de agua o la playa estén lejos del sitio de perforación.

En suma, la estructura de costos más baja tendrá las siguientes características: agua dulce, disponible a través de pozos cercanos al sitio de perforación (presencia de pozos de desecho cercanos). Mientras que los costos más elevados se encontrarán en la siguiente situación: uso de agua producida tratada (sin presencia de pozos de desecho cercanos).

---

<sup>44</sup> Es la empresa más grande en el mundo que ofrece servicios petroleros, fue fundada en 1926 y actualmente suministra a la industria petrolera los servicios que van desde la adquisición de sísmica y procesamiento de la información, evaluación de la formación, pruebas de pozos y perforación direccional, cementación, estimulación y terminación de pozos, así como la consultoría, venta de software y gestión de la información, entre otras.

De acuerdo a la anterior estructura de costos, en caso de que no esté disponible alguna fuente de agua dulce (como sucede en la zona noreste de México), la mejor alternativa deberá ser la perforación de un pozo de agua salobre cercano al sitio de perforación que sea capaz de entregar una calidad de menos de 1,000 mg/l de TDS (para minimizar el costo de tratamiento). En el caso de los pozos de desecho, es mucho mejor si se encuentran disponibles en lugares cercanos al sitio de perforación.

Enseguida se hará el análisis que incluye la prospección de un proyecto sustentable para las actividades de E&E de lutitas en el país, empezando por el planteamiento de las alternativas.

### 5.3 Planteamiento de alternativas.

El agua salobre no tiene una definición exacta, pero por lo general se define como una solución salina, pero con niveles de salinidad menores al agua de mar (entre 1,000 y 10,000 ppm) en el TDS. El agua salobre se puede encontrar en acuíferos, además de ciertos lugares específicos de agua superficial, como los estuarios.

Por otro lado, el agua de mar tiene concentraciones superiores de sal, de más de 35,000 ppm, en comparación con 10,000 ppm o menos del agua salobre. El aumento en el contenido de sal, incrementa el potencial de sedimentos en suspensión (Figura 28).

CATEGORÍA	PARTES POR MILLÓN
Agua dulce	Menos de 1,000 ppm
Ligeramente salina	De 1,000 a 3,000 ppm
Moderadamente salina	De 3,000 a 10,000 ppm
Altamente salina	De 10,000 a 35,000 ppm
Agua de mar	Más de 35,000 ppm

Figura 28. Categorías generales de agua salina.  
Fuente: National Ground Water Association.

Las evaluaciones de recursos de aguas subterráneas se han centrado principalmente en la extensión y propiedades de los acuíferos de agua dulce, por lo que, comparativamente

se sabe poco acerca de las unidades acuíferas salinas.<sup>45</sup> La evidencia disponible indica que existen cantidades significativas de aguas subterráneas salobres en todo el país. Por ejemplo, Tamaulipas y Coahuila tienen importantes acuíferos salobres por intrusión marina o salinización de suelos (Figura 29), mientras que Chihuahua y Nuevo León también cuentan con este recurso en menor escala. En Tamaulipas, más del 50 por ciento de las aguas subterráneas contienen demasiada sal para la mayoría de usos sin tratamiento (observar Figura 30).

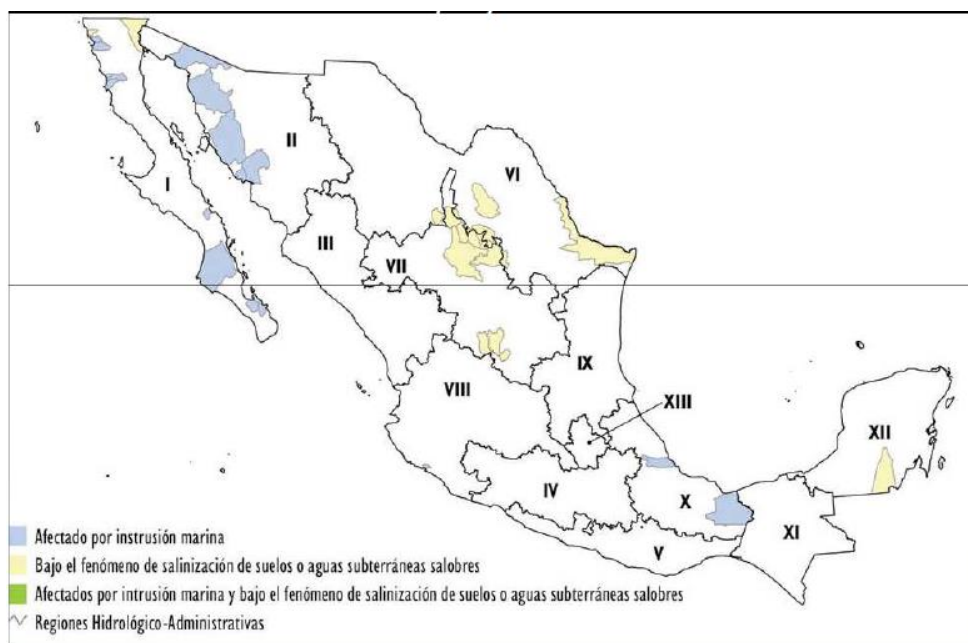


Figura 29. Acuíferos con intrusión marina o con salinización de suelos y aguas subterráneas salobres.

Fuente: Comisión Nacional del Agua.

Lo anterior resulta significativo, ya que las cuencas de lutitas que se han comenzado a explorar y perforar por parte de Pemex Exploración y Producción se encuentran justamente en esos estados del norte del país: Plays Jurásico Superior Pimienta y Cretácico Inferior Eagle Ford. Esto definitivamente reduciría los costos de transporte del líquido. De esta manera, la opción que representa el agua salobre va tomando forma, ya que al minimizar los costos de transporte, sólo queda el costo de extracción y tratamiento (de ser necesario).

<sup>45</sup> El 63% del agua utilizada en el país proviene de fuentes superficiales (ríos, arroyos y lagos), mientras que el 37% restante proviene de fuentes subterráneas (acuíferos).

Otra alternativa es el agua de mar. Esta opción también debe tomarse en cuenta, sobre todo para aquellos pozos ubicados cerca de las costas, los cuales presentan una disminución importante en los costos de transporte. Se anticipan costos de extracción muy bajos, aunque es probable que los costos de tratamiento se eleven debido a los altos niveles de sal presentes en el océano.

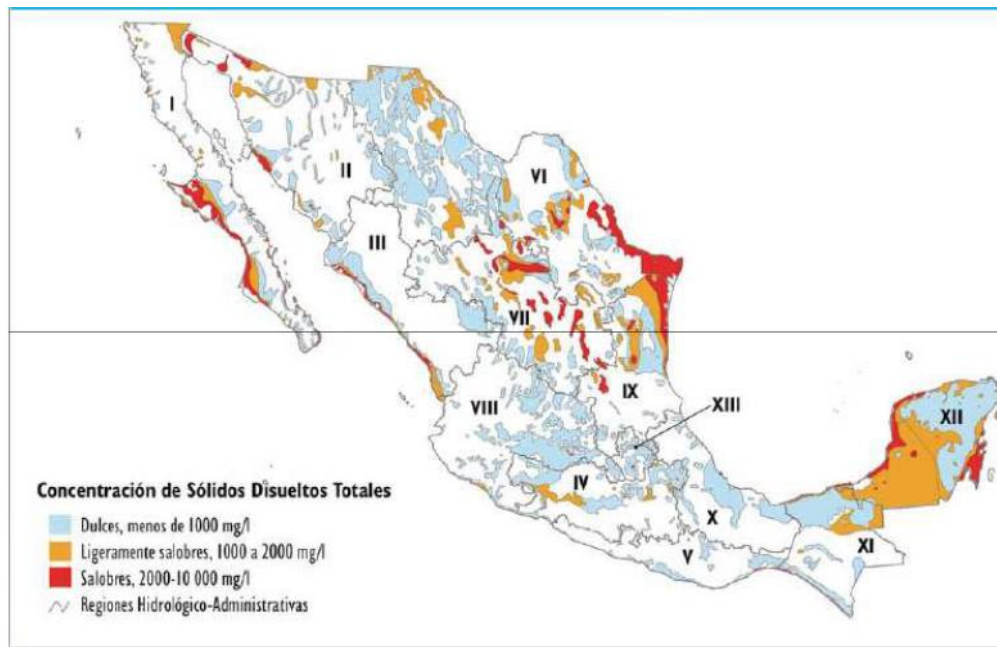


Figura 30. Distribución de aguas salobres en el país (2010).  
Fuente: Comisión Nacional del Agua.

Abordando otra opción, encontramos las aguas residuales producidas en los municipios cercanos. Analizando esta alternativa, notamos que en los cuatro estados que han sido nombrados (Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas) la producción estatal de aguas residuales oscila entre los 7 y los 10 m<sup>3</sup> por segundo (Figura 31). Sin embargo, recordemos que en esos estados existen grandes distancias a recorrer desde la fuente hasta los sitios de perforación, se trata de estados muy extensos, por lo que podríamos anticipar altos costos de transporte. Además, es necesario sumar el costo de tratamiento (que resulta mayor al simple tratamiento de desalinización, son aguas con grandes cantidades de sólidos disueltos que requieren varias etapas de tratamiento –preliminar, primario, secundario y avanzado, en caso de ser necesario). Finalmente, estas aguas generalmente son tratadas para uso agrícola (por lo que entraría en competencia directa con otro uso que he catalogado con mayor jerarquía). Por estas razones se descarta esta alternativa.

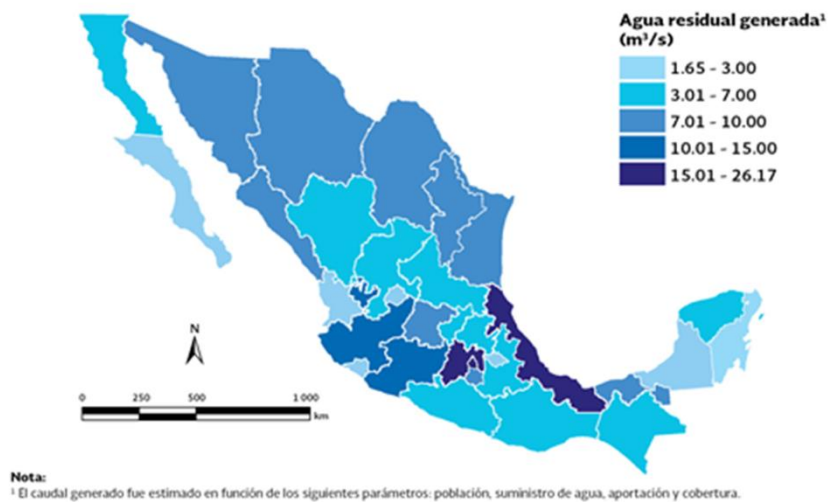


Figura 31. Generación de aguas residuales por entidad federativa.  
Fuente: Comisión Nacional del Agua.

En el mismo tenor, se descarta el uso de agua dulce, primero porque ya es un bien escaso, y segundo porque este tipo de agua tiene como primera prioridad el uso humano. En este sentido, vale la pena recordar que muchos acuíferos en el país ya están sobreexplotados (Figura 32).<sup>46</sup>

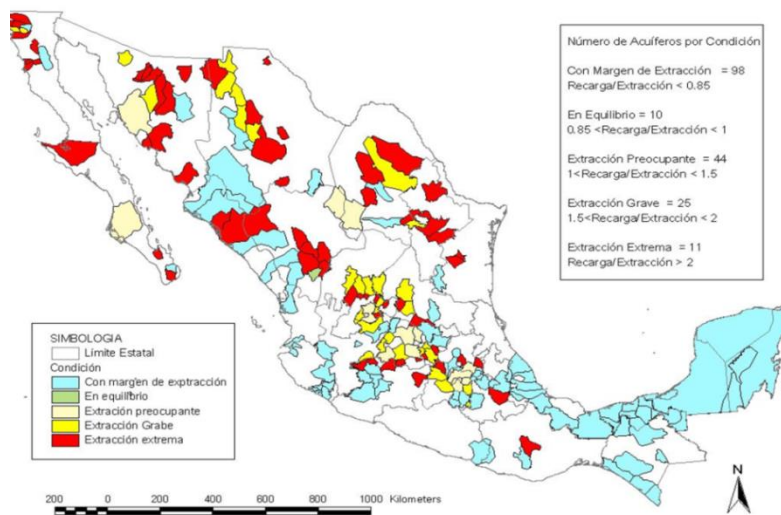


Figura 32. Acuíferos sobreexplotados en México.  
Fuente: Guevara, Alejandro et al en “Subsidios para el bombeo de aguas subterráneas en México”.

<sup>46</sup> Al 31 de diciembre de 2010 existían 101 acuíferos sobreexplotados. De esos acuíferos se extrae aproximadamente el 49% del agua subterránea para todos los usos (se define si los acuíferos se consideran sobreexplotados o no, en función de la relación extracción / recarga).

Finalmente, encontramos otra alternativa, el uso de agua producida.<sup>47</sup> Esta opción parece bastante viable, al menos para el caso que nos ocupa: las cuencas de Pimienta y de Eagle Ford. Los costos de transporte no deberían representar gran problema para esta opción, ya que el campo gasífero de Burgos se encuentra muy cerca de esas cuencas. Asimismo, los costos de tratamiento se encuentran en el estándar de desalinización.

Por lo tanto, para el análisis de resultados se tomaron en cuenta cinco alternativas distintas, de las cuales se han descartado dos, por lo que restan las siguientes opciones:

1. Agua de mar.
2. Agua salobre.
3. Agua producida.

Antes de continuar con el apartado de criterios, es recomendable resumir las alternativas en un cuadro sintético, ya que resulta relevante considerar los escenarios generales que darían lugar a los escenarios específicos aquí analizados (Figura 33).

Como se puede apreciar en la Figura 33, los primeros dos escenarios quedarían descartados, el primero por obvias razones, ya que una moratoria a las actividades de E&E de lutitas en el país iría en contra de las necesidades ya planteadas respecto a la producción de gas en el país, además de la voluntad del gobierno para llevar a cabo este plan.<sup>48</sup> La segunda opción también quedaría descartada ya que implicaría la ausencia de regulación, es decir, ignorar un criterio fundamental: el uso humano. Por lo tanto, para los fines de la presente evaluación, sólo se tomará en cuenta el escenario más probable: Actividades de E&E de lutitas con una regulación sobre el origen del agua destinada a procesos como el fracturamiento hidráulico.

---

<sup>47</sup> Se trata de la reutilización de aguas que ya han sido usadas en otros pozos de perforación para la exploración o producción de hidrocarburos.

<sup>48</sup> Pemex ha destinado más de 27 mil 300 millones de pesos para actividades de E&E de lutitas para el período 2013 – 2017.

ESCENARIOS GENERALES	ESCENARIOS ESPECÍFICOS
Prohibir las actividades de E&E de hidrocarburos de lutitas en México.	SE DESCARTA. Ya se ha planteado la necesidad de incrementar la producción de gas y la voluntad del gobierno para hacerlo.
Permitir las actividades de E&E de hidrocarburos de lutitas en México sin ninguna restricción a la extracción de agua (escenario de competencia económica abierta por el uso del recurso hídrico).	SE DESCARTA. Esta opción implicaría hacer a un lado un criterio fundamental: el uso del agua para consumo humano.
Permitir las actividades de E&E de hidrocarburos de lutitas en México, regulando el origen del agua destinada al fracturamiento hidráulico.	Para esta opción se han recortado las alternativas por viabilidad: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Agua de mar.</li> <li>• Agua salobre.</li> <li>• Agua producida.</li> </ul>

Figura 33. Escenarios generales y específicos para el análisis.  
Fuente: Elaboración propia.

#### 5.4 Selección de criterios.

Como ya se ha anunciado en el apartado anterior, para el presente ejercicio se utilizarán los siguientes criterios comparables entre todas las alternativas viables:

- a) Competencia económica con el uso humano.
- b) Competencia económica con el uso agrícola.
- c) Costo de desalinización.
- d) Costo de transporte.
- e) Costo de extracción.

Estos criterios garantizan una valoración adecuada de resultados, ya que resultan estrictamente evaluativos (en términos de eficiencia, para ello se utilizará una herramienta muy familiar, el análisis costo beneficio). Se anexa un cuadro resumen de las actividades de E&E de lutitas que hasta el momento se han llevado a cabo en el país (Figura 34).

Pozos perforados en México	10
Pozos productores	9
Pozos no productores	1
Perforación horizontal promedio	1,500 metros
Perforación vertical promedio	2,500 metros
Primer pozo productor	Emergente 1 en febrero de 2011
Costo promedio por pozo	120 millones de pesos
Promedio de etapas de fracturamiento	15
Promedio de días de perforación y terminación	170

Figura 34. Cuadro resumen de las actividades de E&E de lutitas en México.  
Fuente: Elaboración propia a partir de información de Petróleos Mexicanos.

### 5.5 Proyección de los resultados.

A continuación se desarrollan los principales elementos que se tomarán en cuenta para la proyección de resultados:

- Cantidad de agua para fracturar. La cantidad de agua necesaria para fracturar un pozo puede variar mucho, aunque observando la experiencia en Estados Unidos, por lo general se utilizan entre 10 y 34 millones de litros de agua por pozo.<sup>49</sup>
- Calidad del agua para fracturar. En promedio se requiere agua con niveles de sal de 5,000 partes por millón (ppm) o inferiores para lograr un fracturamiento hidráulico efectivo.
- Costo de producción de agua. En México, los costos de producción del agua potable son de alrededor de \$10 pesos por metro cúbico (incluye transporte [80%] y, en su caso, tratamiento [20%]).
- Costo de desalinización del agua. El costo de tratamiento de agua en Estados Unidos está en alrededor de USD\$2 por mil galones. De acuerdo con datos de PEMEX, en México el mismo tratamiento representa al menos el doble, por lo tanto, USD\$4<sup>00</sup> por mil galones, es decir, \$54 pesos por tratar 3,785 litros (3.78

<sup>49</sup> Entre 10 mil y 34 mil metros cúbicos de agua por pozo de hidrocarburos.



metros cúbicos de agua).<sup>50</sup> En este sentido, es importante mencionar que este proceso aún es muy caro para producir agua potable, no así para uso agrícola, debido a que en la actualidad ya existe tecnología relativamente económica para este fin (irrigación).

- Ubicación geográfica de los pozos. Los pozos que hasta ahora se han perforado se encuentran ubicados precisamente sobre mantos salobres (entre 2,000 y 10,000 mg/l).
- Costo de perforación. La perforación de un pozo de agua en promedio es de 3,200 pesos por metro lineal.

## 5.6 Matriz de confrontación de costos.

A continuación se presenta la matriz de confrontación de costos para los tres escenarios específicos evaluados en el presente análisis.

ALTERNATIVAS	Gasto por pozo de hidrocarburos*		Características		Gasto por pozo de agua*
	Costo Transporte (\$8 /m <sup>3</sup> para 800 km)	Costo Desalinización (\$14 /m <sup>3</sup> )	Ubicación de la fuente	Calidad para FH (<5,000 ppm)	Costo de perforación (\$3,200 por metro)
Agua de Mar (AM)	\$4 /m <sup>3</sup> (Prom. 400 km.)	\$14 /m <sup>3</sup>	400 km.	0%	NA
<b>Costo (AM)</b>	<b>\$88,000</b>	<b>\$308,000</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>\$0</b>
Agua Salobre (AS)	\$1 /m <sup>3</sup> (Prom. <100 km)	\$14 /m <sup>3</sup> x 0.6 + \$0 /m <sup>3</sup> x 0.4 = \$8.40 /m <sup>3</sup>	<100 km.	2,000 a 10,000 ppm >5,000 en 60% <5,000 en 40%	Prof. 100 a 800 m (Prom. 450 m x \$3,200)
<b>Costo (AS)</b>	<b>\$22,000</b>	<b>\$184,800</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>\$1.44 millones / 20 = \$72,000</b>
Agua Producida (AP)	\$1 /m <sup>3</sup> (Prom. <100 km.)	\$14 /m <sup>3</sup> x 0.8 + \$0 /m <sup>3</sup> x 0.2 = \$11.20 /m <sup>3</sup>	<100 km.	>4,000 ppm >5,000 en 80% <5,000 en 20%	NA
<b>Costo (AP)</b>	<b>\$22,000</b>	<b>\$246,400</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>\$0</b>

\* Cifras en pesos mexicanos.

Figura 35. Matriz de confrontación de costos.

Fuente: Elaboración propia con datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, de la Comisión Nacional del Agua y de Petróleos Mexicanos.

La Figura 35 sintetiza el análisis de costos. En las filas podemos encontrar las tres alternativas analizadas: Agua de Mar (AM), Agua Salobre (AS) y Agua Producida (AP). En las columnas podemos encontrar las distintas características que componen la estructura de costos: el costo por pozo de hidrocarburos (compuesto por el costo de transporte del

<sup>50</sup> Para términos prácticos, 14-pesos por metro cúbico de agua.

agua y el costo por desalinizar el agua utilizada en el fracturamiento hidráulico); las características físicas: ubicación geográfica de la fuente y la calidad del agua para su posible uso en fracturamiento hidráulico; y, en caso de ser necesario, el costo por la perforación de un pozo para extracción de agua (aplica sólo para la opción AS).

Ahora bien, en cuanto al costo de transporte del agua, según datos de CONAGUA, cuesta 8 pesos transportar un metro cúbico de agua, esto si se trata de una distancia de 800 kilómetros, a menor distancia, disminuye también el costo por metro cúbico, de tal manera que transportar un metro cúbico 100 kilómetros costará 1 peso, transportar un metro cúbico 200 kilómetros cuesta 2 pesos y así sucesivamente.

La costa está ubicada a unos 400 kilómetros de distancia de la cuenca Burro-Picachos, la cual está contemplada en los bloques no convencionales que se licitarán en 2015.<sup>51</sup> Los pozos de agua salobre se perforarían muy cerca de las cuencas con mejores perspectivas, por lo que estarían a una distancia menor a cien kilómetros, lo mismo sucedería con el agua producida, se transportaría desde pozos cercanos, ubicados a menos de 100 kilómetros de distancia.

Si se toma en cuenta que en promedio se requieren 22,000 metros cúbicos de agua para fracturar hidráulicamente un pozo de hidrocarburos no convencionales (de acuerdo a la experiencia en EEUU), entonces el costo por este concepto se elevará a \$22,000 pesos para AS y para AP, mientras que para AM estos costos son del orden de \$88,000 pesos.

En cuanto al costo por desalinización, ya se sabe que se requiere de agua con niveles de sal de 5,000 ppm o inferiores para lograr un fracturamiento hidráulico efectivo. Y se conoce que desalinizar un metro cuadrado de agua cuesta 14 pesos. Al respecto, se sabe que el agua de mar tiene invariablemente niveles de sal mayores a 5,000 ppm, por lo que esta opción representaría desalinizar la totalidad del agua a utilizar, es decir, 308,000 pesos.

El agua salobre tiene entre 2,000 y 10,000 ppm, por lo que en un 60% tendrá más de 5,000 ppm y necesitará tratamiento, mientras que en el 40% restante no requerirá

---

<sup>51</sup> Se trata de una cuenca que ya cuenta con mucha información geológica, por la cercanía con los campos productores del sur de Texas.

tratamiento alguno, por lo que en promedio se puede generalizar que este rubro costaría 184,800 pesos por pozo.

Finalmente, el agua producida tiene por lo general más de 4,000 ppm, por lo que en un 80% de los casos requerirá de un proceso de desalinización, es decir, en promedio el rubro costará 246,400 pesos por pozo. Dado lo anterior, la opción menos costosa es el agua salobre.

El último rubro por analizar es el gasto correspondiente por perforar un pozo de agua salobre, este sólo aplica para la opción AS. En este sentido, se conoce que el costo por metro lineal para perforar un pozo de estas características es de 3,200 pesos, si en promedio se deberán perforar pozos de una profundidad de 450 metros, entonces este rubro aporta un costo de 1.44 millones de pesos que puede ser prorrateado entre al menos 23 pozos de hidrocarburos, ya que el agua que se puede extraer por pozo de un manto de agua salobre puede ser en muchas ocasiones superior a los 500 mil metros cúbicos de agua. Es decir, este costo representaría 62,600 pesos adicionales por pozo de hidrocarburos.

Lo anterior arroja los siguientes costos totales por pozo de hidrocarburos no convencionales:

- Agua de mar – \$396,000 pesos.
- Agua salobre – \$269,400 pesos.
- Agua producida – \$268,400 pesos.

### **5.7 Algunas recomendaciones**

Una vez analizados los resultados de la Figura 35 y tomando en cuenta todos los cálculos realizados y que involucran la ubicación geográfica actual de los prospectos de lutitas en el país, se concluye que las opciones de agua salobre (AS) y de agua producida (AP) son las que mejores resultados arrojan, descartando entonces la opción de agua de mar (AM).

Restando el costo por perforación de pozo de agua, la diferencia por pozo entre las alternativas seleccionadas es de \$61,600 pesos a favor de AS, en el supuesto de que cada pozo de agua salobre aportase suficiente agua para fracturar 23 pozos de

hidrocarburos, los costos de ambas alternativas se igualarían, por tanto, este es el umbral de inflexión.

Consecuentemente, en caso de que cada pozo de agua salobre aporte más de 506,000 metros cúbicos de agua (suficiente para fracturar 23 pozos de hidrocarburos), convendrá definitivamente la alternativa de agua salobre. Si el pozo de agua salobre produce menos de 506,000 metros cúbicos, entonces la opción de agua producida será la más económica.

Es decir, los costos por utilizar agua salobre que fueron analizados en esta sección estarán directamente asociados a la productividad de los pozos de agua. Sin embargo, para reducir la incertidumbre, resultará deseable diversificar el riesgo. Por lo tanto, **se recomienda una política pública mixta de agua salobre y agua producida, de las alternativas revisadas, constituye el resultado más atractivo en términos económicos, ya que reduce la incertidumbre y minimiza los costos financieros asociados al agua de fracturamiento hidráulico.**

En cuanto al planteamiento del marco regulatorio para el uso del agua en la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos de lutitas, recomendamos tomar en consideración el marco jurídico general que regula el uso y aprovechamiento de las aguas en nuestro país (representado en principio por el artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos), que establece que son propiedad de la Nación las aguas de los mares territoriales, marinas interiores, de lagunas y esteros, de lagos, de ríos, de corrientes constantes o intermitentes, de manantiales y las que se extraigan de las minas.

En materia de aguas del subsuelo, cuando lo exija el interés público o se afecten otros aprovechamientos, el Ejecutivo Federal podrá reglamentar su extracción y utilización, y aún establecer zonas vedadas. Además, por el antepenúltimo párrafo del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, por las distintas leyes emanadas de la propia Constitución, y otras disposiciones de observancia general relativas a la administración del recurso hidráulico, como la Ley de Aguas Nacionales y la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.

Desde el punto de vista normativo, el actual marco regulatorio aún cuenta con deficiencias en lo que se refiere al manejo del agua, principalmente para el tratamiento de aguas residuales. Sin embargo, la CNH<sup>52</sup> tiene la facultad de establecer las condiciones técnicas que protejan el agua potable, así como de dictar los estándares para extraer gas y aceite no convencionales a partir del fracturamiento hidráulico, por lo que en este momento de transición energética resulta muy pertinente buscar dicha modificación regulatoria. Sin duda, para conformar los criterios económicos que dicha regulación deberá establecer, bien podría tomarse en cuenta el análisis aquí realizado.

---

<sup>52</sup> Tomando en cuenta que dentro de sus atribuciones está: *Establecer las disposiciones técnicas aplicables a la exploración y extracción de hidrocarburos.*

## VI. DISCUSIÓN DE POLÍTICA PÚBLICA Y CONCLUSIONES

---

El desarrollo industrial y tecnológico ha acelerado el proceso de depredación al medio ambiente. Con esto, difícilmente los países pueden elegir entre el ambiente y desarrollo económico, por lo que la única elección posible es aceptar con responsabilidad el reto y luchar por armonizar y equilibrar estos conceptos. ¿Y cómo lograrlo? Nuestra propuesta es a través de un marco normativo claro y de acuerdo a estándares y prácticas internacionales claramente establecidas.

Para el caso específico del agua, en México los primeros criterios sobre calidad del agua datan de 1989; sin embargo no eran de cumplimiento jurídico obligatorio. Por lo tanto, la calidad ambiental del agua se convirtió en un problema debido al desarrollo urbano y al crecimiento económico.

Concretamente, dentro de los procesos para la actividad petrolera se requiere del consumo de grandes cantidades de agua, y esto significa también impactos sobre cuerpos de agua, sean lagunas, riachuelos, ríos o mares que se ven impactados tanto en las fases de descargas naturales, por la utilización dentro del proceso o por los efectos de derrames accidentales o provocados. Marcadamente existe un rezago ambiental, ya que durante muchas décadas, desde la misma expropiación petrolera se consideró al recurso hídrico como algo que podría restablecerse por sí solo o que carecía de valor. Por esta razón actualmente las actividades en materia de protección ambiental realizadas por Pemex se dirigen no solo a la prevención, sino también a su corrección y esto es precisamente lo que se pretende evitar, ya que existen recursos cuyo daño es irreversible e irreparable.

Se ha argumentado mucho sobre el costo del agua, y cada vez tiene más valor conocer el costo real del agua, esto requiere de una visión global de la situación, además del estudio de todo el ciclo hídrico. Actualmente resulta ineludible valorar económicamente las aguas en sus funciones productivas, bien sea desde un enfoque de “oferta” sobre la base de los costos producidos, o bien sea desde la “demanda”, reflejando el valor de la productividad

o de la utilidad generada, lo anterior sin dejar de lado el punto de vista ecosocial del recurso.

Sin embargo, también las necesidades energéticas de la sociedad son cada vez mayores y muchos países están pensando en sumar la tecnología del fracturamiento hidráulico a su programa energético, a fin de obtener el gas de lutitas y lograr el codiciado autoabastecimiento de hidrocarburos. En este contexto, México no es ajeno al debate y está valorando esta fuente de energía, convirtiendo el tema en uno de los grandes motores que impulsan la actual Reforma Energética, como plan estratégico para satisfacer la creciente demanda interna de combustibles hidrocarburos a través del apoyo del capital privado. Pero las expectativas son que otras compañías de Estados Unidos y del mundo sean capaces de hacer una oferta en proyectos de petróleo y gas a finales de este año, atrayendo a las tripulaciones de fracking a través de la frontera del norte del país, donde están algunas de las zonas más áridas de México.<sup>53</sup>

La práctica del fracking, que ha disparado la producción de hidrocarburos en Estados Unidos y Canadá, y que tiene dividida a la Unión Europea y a varios países de Latinoamérica frente a su conveniencia, se convierte en una opción viable para el desarrollo económico de nuestro país.

Sin embargo, el marco regulatorio vigente en México, si bien desde una perspectiva general contiene medidas que limitan teóricamente la práctica de fracturamiento hidráulico, estas no contemplan medidas específicas que lo prohíban. Lo anterior, por la naturaleza no convencional que implica la combinación de técnicas y procedimientos innovadores escasamente usados en el país, por lo que la revisión de su impacto ambiental debe ser una prioridad que lleve al diseño de medidas regulatorias para proteger los recursos hídricos locales antes de avanzar con una fase de desarrollo masivo de explotación del gas de lutitas en México.

Dadas las ventajas de la explotación del gas de lutitas, expuestas en los capítulos anteriores del presente trabajo, el debate debe estar en la creación del marco regulatorio

---

<sup>53</sup> Mientras que en Estados Unidos se han perforado más de 5,400 pozos desde el 2008 (principalmente en la zona de Texas Eagle Ford) en México se han perforado menos de 25, lo cual muestra un rezago económico importante.

adecuado, en el manejo con responsabilidad de los riesgos de esta práctica. Los tomadores de decisiones deben establecer desde un inicio, en sus leyes secundarias, las reglas claras, haciendo efectivas las normas de seguridad y calidad que eviten la contaminación de acuíferos y del entorno, así como el uso racional del agua, a través de regulaciones claramente establecidas.

Se debe llevar a cabo un proyecto federal que evalúe el impacto ambiental y, en particular, los riesgos de contaminación de fuentes de agua potable vinculadas a la técnica del fracking, aprovechando la materia legislativa de regiones específicas de Estados Unidos donde este procedimiento ha sido prohibido con base en los riesgos que representa para la contaminación de mantos acuíferos y fuentes de abastecimiento de agua potable.

Reiterando las principales afectaciones ambientales del fracturamiento hidráulico, sobre las cuales giran los debates tanto nacionales como internacionales para la implementación de esta técnica, son:

1. *Impacto sobre los recursos hidráulicos*, tanto por los grandes volúmenes de agua consumida durante el proceso como por el riesgo de contaminación de aguas subterráneas y acuíferos, especialmente a nivel de la capa freática. Un momento crítico también se produce cuando parte del fluido de fractura retorna hacia la superficie, al final del proceso de fractura, debido a las deficiencias en la cimentación y el aislamiento de los tubos de revestimiento de los pozos de perforación. Dicho fluido residual generado por la fractura hidráulica contiene sustancias tóxicas provenientes del subsuelo como metales pesados (arsénico, plomo, cromo, mercurio), sustancias radioactivas de origen natural (uranio, radio, radón), bencenos y grandes concentraciones de sales. Sin embargo, existen estudios<sup>54</sup> que muestran que el riesgo de que las fracturas causadas durante el fracking lleguen a los acuíferos es bajo, siempre y cuando la extracción de gas tenga lugar a profundidades de cientos de metros o varios kilómetros y los pozos y el proceso de entubamiento y cementación se construyan de acuerdo a ciertos estándares.

---

<sup>54</sup> Informes realizados en 2012 por la *Royal Society* de Reino Unido.



2. *Producción de residuos tóxicos*, no solo del fluido recuperado tras el proceso de fractura, sino también un porcentaje del fluido de fractura se queda en el subsuelo y no retorna a la superficie.
3. *Contaminación atmosférica*, una parte del fluido de retorno se reinyecta en el subsuelo, otra se reutiliza para nuevas operaciones y otra finalmente se almacena en balsas de evaporación, con el consiguiente peligro de contaminación atmosférica, o se transporta hacia instalaciones de depuración que no suelen estar suficientemente preparadas para tratar este tipo de residuos. También esta contaminación puede ser provocada por fugas accidentales durante la extracción, el transporte, el almacenamiento o la distribución. Se estima que el gas no convencional produce emisiones de gases de efecto invernadero entre un 30 por ciento y un 100 por ciento mayores que el carbón.<sup>55</sup> Lo principal es evitar en gran medida los accidentes a través de políticas preventivas y no correctivas sobre las actividades petroleras.
4. *Pequeños sismos*, los sismos pueden ser desatados principalmente por la inyección a alta presión de aguas residuales o cuando el proceso de fracturamiento se topa con una falla que ya estaba bajo estrés, sin embargo existen otras actividades como la minería que también producen estos microsismos que en ocasiones son poco detectables.

Adicionalmente, las poblaciones cercanas a la explotación de hidrocarburos no convencionales pueden sufrir por el ruido, las vibraciones y los olores propios de las operaciones de perforación, y las molestias provocadas por los miles de viajes que realizan los camiones para transportar los fluidos de fractura, que también suponen una degradación del paisaje. No obstante, estas operaciones duran apenas unas semanas por cada yacimiento, y aproximadamente uno o dos meses después del comienzo de la perforación la mayoría de los equipamientos se retiran.

A pesar de su potencial impacto ambiental, principalmente en los suministros de agua, el fracking hasta el momento es la mejor técnica conocida para la explotación de los yacimientos de lutitas, por lo que no va a desaparecer. Debates continuarán sobre la

---

<sup>55</sup> El informe elaborado por HOWARTH, SANTORO, INGRAFFEA, "Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations", *Climatic Change Letters*, vol. 106, núm. 4, 2011, p. 679 (en [www.springerlink.com/content/0165-0009/106/4/](http://www.springerlink.com/content/0165-0009/106/4/)), confirmaría que la técnica del fracking produce gases de efecto invernadero y tiene un gran impacto sobre el cambio climático.

aplicación de esta tecnología, pero lo ideal es minimizar los riesgos. Para el caso de la contaminación de los recursos hidráulicos, se puede lograr mediante el reciclaje de agua y el uso de alternativas de agua no dulce, como los planteados en este trabajo.

La regulación del uso del agua para las actividades de exploración y extracción del gas y aceite de lutitas tiene un doble objetivo: satisfacer las necesidades básicas humanas y evitar la aparición de externalidades negativas derivadas de la sobreexplotación y degradación. En este caso los determinantes fundamentales de la regulación del agua no van a ser los precios, sino la planificación con base en criterios ecológicos, sociales y de sostenibilidad.

La propuesta de regulación, de acuerdo a lo establecido en la Reforma Energética, tendrá que ser llevada a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, pues es ella quien "...tendrá la facultad de otorgar permisos de exploración superficial y perforación, así como de regular, en aspectos técnicos y de seguridad operativa, las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, el tratamiento y refinación de petróleo, así como el procesamiento de gas natural en nuestro país,"<sup>56</sup> en coordinación con la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), la cual bajo el fundamento del Plan Nacional de Desarrollo, a través del Eje 4 "Sustentabilidad Ambiental", plantea la estrategia de incentivar una cultura del agua que privilegie el ahorro y uso racional de la misma en el ámbito doméstico, industrial y agrícola.<sup>57</sup>

Por lo anterior, los principales temas a desarrollar que se proponen para una política pública del uso del agua en las actividades de exploración y extracción de lutitas (para el fracking) son los relativos a la disponibilidad y consumo de agua, a través del:

- Establecimiento de las regiones donde existan condiciones de disponibilidad de agua y sus características,
- Los planes de suministro y consumo de agua, y
- Las condiciones para el reúso del agua extraída de los pozos de producción.

---

<sup>56</sup> <http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/>

<sup>57</sup> <http://www.conagua.gob.mx/>

Lo anterior, con la intención no sólo de optimizar el consumo del agua, sino también promover los principios de reúso y reciclado de la industria, tomando en cuenta que cuando se habla de fracking se habla no sólo de un pozo sino cientos o miles de ellos en la misma zona.

Primeramente se plantea que durante la fase exploratoria, los operadores petroleros deberán realizar los estudios hidrológicos exhaustivos para conocer los recursos de agua disponible en las zonas. Esto debe realizarse en cooperación con CONAGUA, con el objetivo de no utilizar acuíferos que sean necesarios para la población. El requerimiento no será tan alto, pues como ya se comentó en el análisis realizado, otras actividades humanas como la agricultura realizan mayor consumo del vital líquido.

En segundo plano, incentivar la reducción del volumen de agua necesaria para las operaciones a través del mejoramiento de nuevas tecnologías, además del reciclaje del fluido de retorno. Según el análisis realizado en el presente trabajo, en explotaciones intensivas de los campos no convencionales en zonas de Estados Unidos, normalmente el agua tiene un tratamiento y se reinyecta en las próximas operaciones. En estos casos, se suelen construir sistemas centralizados de almacenamiento de agua (en donde se acumula tanto la que proviene del tratamiento del flujo de retorno, actualmente el porcentaje de reciclaje se sitúa entre un 60 por ciento y 80 por ciento, como la que pueda obtenerse de otras fuentes de suministro) y de canalizaciones, tuberías de distribución, que reducen significativamente el posible tráfico asociado a su transporte.

- Asimismo, con el análisis de las regulaciones y los estándares que se han implementado en algunos de los principales productores de aceite y gas de lutitas, se observa como común denominador:
- Exigir permisos al menos para algunos tipos de retiro de agua.
- Permitir sin requisito alguno, el retiro de agua por debajo de un determinado umbral, mientras que en otros casos se requieren permisos para cualquier tipo de retiro.
- Condicionar el uso del agua no potable y que además no tenga posibilidades reales de tratamiento.

Tomando en cuenta la ubicación geográfica actual de los desarrollos de lutitas en el país, principalmente al noreste, y después de revisar los resultados del análisis realizado en el presente trabajo (Capítulo V), se recomienda una política pública que incentive la utilización de agua salobre (AS) y agua producida (AP), por ser las dos que mejores resultados arrojan, por lo tanto, se descarta la opción de agua de mar (AM), en caso de que cada pozo de agua salobre aporte más de 506,000 m<sup>3</sup> (suficiente para fracturar 23 pozos de hidrocarburos) se convertirá en la mejor alternativa.

Finalmente, no se debe perder de vista que el tema de la transición energética debe ser la base y el objetivo de la política energética, pues de no buscar el paso hacia energías más limpias y proponer un proyecto a largo plazo que garantice la seguridad energética, se podría propiciar una crisis económica de oferta y demanda de energía. Esto debe estar más allá de los detalles operativos sobre la administración de contratos y la transformación al interior de las empresas energéticas<sup>58</sup> que también se está dando con esta Reforma.

---

<sup>58</sup> Petróleos Mexicanos (Pemex) y Comisión Federal de Electricidad (CFE) como empresas productivas de Estado; determinación de las facultades de la Comisión Nacional de los Hidrocarburos (CNH) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE) al fungir como órganos reguladores responsables de los contratos y licitaciones; además de definir los nuevos esquemas de precios y tarifas en el sector energético y establecer cuál es el nuevo papel de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) dentro del proceso. ([http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/assets/descargas/40\\_pags.pdf](http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/assets/descargas/40_pags.pdf))

## VII. GLOSARIO

---

**Aceite:** porción de petróleo que existe en fase líquida en yacimientos y permanece así en condiciones originales de presión y temperatura. Puede incluir pequeñas cantidades de sustancias que no son hidrocarburos. Su viscosidad es 10,000 centipoises.

**Agua dulce:** agua natural con una baja concentración de sales, generalmente considerada adecuada, previo tratamiento, para producir agua potable.

**Aguas negras:** agua de abastecimiento de una comunidad después de haber sido contaminada por diversos usos. Puede ser una combinación de residuos, líquidos o en suspensión, de tipo doméstico, municipal e industrial, junto con las aguas subterráneas, superficiales y de lluvia que puedan estar presentes.

**Agua potable:** es agua que puede ser consumida por personas y animales sin riesgo de contraer enfermedades.

**Aguas profundas y/o ultraprofundas:** cuerpos de agua que presentan un tirante mayor a 500 metros de la superficie del agua al lecho marino.

**Aguas residuales:** fluidos residuales en un sistema de alcantarillado. El gasto o agua usada por una casa, una comunidad, una granja o una industria, que contiene materia orgánica disuelta o suspendida.

**Agua salada:** agua en la que la concentración de sales es relativamente alta (más de 10 000 mg/l).

**Agua salobre:** agua que contiene sal en una proporción significativamente menor que el agua marina. La concentración del total de sales disueltas está generalmente comprendida entre 1000 - 10 000 mg/l. Este tipo de agua no está contenida entre las categorías de agua salada y agua dulce.

**Agua subterránea:** agua que puede ser encontrada en la zona saturada del suelo, zona formada principalmente por agua. Se mueve lentamente desde lugares con alta elevación y presión hacia lugares de baja elevación y presión, como los ríos y lagos.

**Campo:** área geográfica bien delimitada donde se lleva a cabo la perforación de pozos profundos para la explotación de yacimientos petrolíferos.

**Desarrollo:** actividad que incrementa o reduce reservas por medio de la perforación de pozos de explotación.

**Exploración:** es la etapa de búsqueda de hidrocarburos. Para detectar los lugares (trampas) en donde se encuentra el petróleo se efectúa la exploración, realizándose pruebas que determinan la zona en la que hay mayores probabilidades de encontrarlo. Existen varios métodos de exploración, siendo la sísmica el más fiable.

**Extracción:** es la fase de las operaciones petroleras que tiene lugar luego del éxito de las actividades de exploración y antes de la producción en gran escala. Durante una fase de evaluación, el campo de petróleo o gas recién descubierto se evalúa, se crea un plan para explotarlo en forma completa y eficiente, y usualmente se perforan pozos adicionales.

**Gas natural:** mezcla de hidrocarburos que existe en los yacimientos en fase gaseosa, o en solución en el aceite, y que a condiciones atmosféricas permanece en fase gaseosa. Este puede incluir algunas impurezas o sustancias que no son hidrocarburos (ácido sulfhídrico, nitrógeno o dióxido de carbono).

**Hidrocarburos:** designa un grupo de compuestos orgánicos constituidos principalmente por átomos de carbono e hidrógeno. La conformación y estructura de sus moléculas abarca desde la más simple, el metano (CH<sub>4</sub>), hasta aquellas de elevada complejidad como las correspondientes a los hidrocarburos aromáticos policíclicos.

**Lutita:** es una roca sedimentaria detrítica o clástica de textura pelítica, variopinta; es decir integrada por detritos clásicos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo. También conocida como esquisto.

**Perforación:** consiste en penetrar las capas terrestres, utilizando un conjunto de tuberías donde está integrada la mecha que se va disminuyendo de diámetro a medida que cambian los estratos y aumenta la profundidad de la perforación.

**Petróleo:** mezcla de carburos de hidrógenos líquidos, resultantes de la descomposición de materia orgánica (fermentación bioquímica) ocurrida en paleocuevas bajo condiciones

específicas de presión y temperatura. El petróleo comúnmente se encuentra asociado a gases.

**Play:** conjunto de campos o prospectos genéticamente relacionados, que comparten características similares de roca almacén, roca generadora, trampa, sello, procesos de carga de hidrocarburos (generación, expulsión, sincronía, migración, acumulación y preservación) y tipo de hidrocarburos; siendo la primera unidad de análisis económico y que permite con mayor certidumbre evaluar los recursos prospectivos y orientar la estrategia exploratoria.

**Reservas petroleras:** volumen de hidrocarburos y sustancias asociadas, localizado en las rocas del subsuelo, que pueden ser recuperables económicamente con métodos y sistemas de explotación aplicables a condiciones atmosféricas y bajo regulaciones.

**Reservas posibles:** reservas que con base en datos ingeniero-geológicos, tienen una baja probabilidad (10%) de ser comercialmente recuperables. Reservas que están basadas en interpretaciones geológicas y que pueden existir en áreas adyacentes a las áreas clasificadas como probables.

**Reservas probadas:** volúmenes de hidrocarburos y sustancias asociadas, evaluadas a condiciones atmosféricas, las cuales por análisis de datos ingeniero – geológicos se estima, con razonable certidumbre, que serán comercialmente recuperables, con base en datos de yacimientos conocidos y bajo condiciones actuales económicas, métodos operacionales y regulaciones gubernamentales.

**Reservas probables:** reservas no probadas que, con base en los análisis de datos ingeniero – geológicos, tienen una alta probabilidad (por lo menos 50%) de que el volumen de hidrocarburos localizado en el yacimiento sea recuperable.

**Roca almacén:** es aquella que tiene espacios porosos entre sus granos o dentro de éstos y que están interconectados permitiendo el alojamiento de fluidos o gases.

**Roca generadora:** está constituida por sedimentos muy finos, depositados en condiciones acuosas (marinas y terrestres) con ausencia de oxígeno, que favorece la preservación de la materia orgánica.

**Sellos geológicos:** son rocas de baja permeabilidad que retienen el flujo de hidrocarburos

**Yacimiento petrolero:** depósito de hidrocarburos atrapados en rocas sedimentarias margo-arenosas a profundidades que varían de 200 a 7000 metros bajo el nivel medio del mar. Existen yacimientos en diversas estructuras geológicas tales como anticlinales, afallamientos, plegamientos recostados y recumbentes, así como en domos salinos, entre otras estructuras.



## VIII. NOMENCLATURA

---

VOLUMEN		
líquidos	b	barriles
	bd	barriles diarios
	Mb	miles de barriles
	Mbd	miles de barriles diarios
	MMb	millones de barriles
	MMbd	millones de barriles diarios
	m <sup>3</sup>	metros cúbicos
	m <sup>3</sup> d	metros cúbicos diarios
	Mm <sup>3</sup>	miles de metros cúbicos
	l	litros
	gal	galones
	gases	m <sup>3</sup> G
m <sup>3</sup> Gd		metros cúbicos gaseosos diarios
Mm <sup>3</sup> G		miles de metros cúbicos gaseosos
Mm <sup>3</sup> Gd		miles de metros cúbicos gaseosos diarios
pc		pies cúbicos
pcd		pies cúbicos diarios
Mpc		miles de pies cúbicos
MMpc		millones de pies cúbicos
MMpcd		millones de pies cúbicos diarios
MMMpc		miles de millones de pies cúbicos

\*\* 1 barril = 42 gal (aprox. 159 l)

<b>ENERGÍA</b>	
cal	calorías
kcal	kilocalorías
Mcal	megacalorías
Gcal	gigacalorías
Tcal	teracalorías
Pcal	petacalorías
W	watt
Btu	unidad térmica británica (British thermal unit)
bcoe	barriles equivalentes de combustóleo
bpce	barriles equivalentes de crudo
bpced	barriles equivalentes de crudo diarios
Mbpce	miles de barriles equivalentes de crudo

<b>GENERALES</b>	
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONAPO	Consejo Nacional de Población
CRE	Comisión Reguladora de Energía
EIA	US Energy Information Administration
E&E	Exploración y extracción
ONU	Organización de las Naciones Unidas
ppm	partes por millón
Pemex	Petroleos Mexicanos
SENER	Secretaría de Energía
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
TDS	Sólidos disueltos totales
USD	Dólares

## IX. BIBLIOGRAFÍA

---

1. *The State of State Shale Gas Regulation*, Resources for the Future, June 2013, USA.
2. *Planning practice guidance for onshore oil and gas*, Department for Communities and Local Government, July 2013, UK.
3. *Regulating unconventional Oil & Gas in Alberta*, Energy Resources Conservation Board (ERCB).
4. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries outside the United States*, US Energy Information Administration, June 2013.
5. *Actualización del programa de actividades exploratorias propuestas en el Proyecto Aceite y Gas en Lutitas, período 2014 – 2018*, Petróleos Mexicanos, noviembre de 2013.
6. *Unconventional Oil & Gas Production*, Energy Technology Systems Analysis Programme, International Energy Agency, mayo de 2010.
7. *“Determinación de la disponibilidad de agua en el acuífero 0501 Allende-Piedras Negras, Estado de Coahuila”*, Comisión Nacional del Agua, 2008.
8. *“Actualización del programa de actividades exploratorias propuestas en el Proyecto Aceite y Gas en Lutitas, período 2014 – 2018”*, PEMEX Exploración y Producción, noviembre de 2013.
9. Olmeda Pascual, José Miguel, *El agua y su análisis desde la perspectiva económica: una aplicación para el crecimiento económico*, Universidad de Castilla-La Mancha, 2006.
10. CONABIO, *La diversidad biológica de México: Estudio de País 1998*.
11. SEMARNAT, *Informe de la situación del medio ambiente en México*, 2008.
12. CONAGUA, *Estadísticas del agua en México*, 2008.
13. Saavedra Cruz, José Ignacio, *La Valoración Económica de los Usos del Agua*.
14. *Desarrollo del gas lutita (Shale Gas) y su impacto en el mercado energético de México: reflexiones para Centroamérica*, Javier H. Estrada, Naciones Unidas, octubre de 2013.
15. Fuelfix, sustraído el 7 de abril de 2014 en: <http://fuelfix.com/blog/2014/03/25/a-dash-of-saltwater-could-make-fracturing-more-palatable/>

16. Reforma Energética, <http://presidencia.gob.mx/reformaenergetica/#!landing>
17. Comisión Nacional del Agua, [www.conagua.gob.mx](http://www.conagua.gob.mx)
18. Prospectiva del petróleo crudo y petrolíferos 2013-2027, sustraído el 17 de mayo de 2014 en:  
[http://sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/2013/Prospectiva\\_de\\_Petroleo\\_y\\_Petroliferos\\_2013-2027.pdf](http://sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/2013/Prospectiva_de_Petroleo_y_Petroliferos_2013-2027.pdf)
19. Prospectiva del Mercado de Petróleo Crudo 2010-2025, sustraído el 17 de mayo de 2014 en:  
[http://www.sener.gob.mx/res/PE\\_y\\_DT/pub/perspectiva\\_crudo\\_2010\\_2025.pdf](http://www.sener.gob.mx/res/PE_y_DT/pub/perspectiva_crudo_2010_2025.pdf)
20. Instituto Nacional de Estadística y Geografía (México). El sector energético en México 2013, sustraído el 17 de mayo de 2014 en:  
[http://www.inegi.org.mx/prod\\_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/integracion/sociodemografico/Energetico/2013/702825058074.pdf](http://www.inegi.org.mx/prod_serv/contenidos/espanol/bvinegi/productos/integracion/sociodemografico/Energetico/2013/702825058074.pdf)