

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: <https://www.researchgate.net/publication/327703662>

NEXO AGUA-ENERGÍA ANTE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL EN EL NORESTE DE MÉXICO

Conference Paper · September 2018

CITATIONS

0

READS

229

4 authors:



Saul Arciniega-Esparza

Universidad Nacional Autónoma de México

34 PUBLICATIONS 87 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Jose Agustin Breña-Naranjo

Mexican Institute of Water Technology (IMTA)

68 PUBLICATIONS 597 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Antonio Hernández-Espriú

Universidad Nacional Autónoma de México

57 PUBLICATIONS 277 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)



Adrián Pedrozo-Acuña

Mexican Institute of Water Technology (IMTA)

214 PUBLICATIONS 1,316 CITATIONS

[SEE PROFILE](#)

Some of the authors of this publication are also working on these related projects:



Evaluation of Operational Forecasting System of the ECMWF for Probabilistic Flood Prediction in the Valley of Mexico [View project](#)



Itz'i computer model [View project](#)

NEXO AGUA-ENERGÍA ANTE ESCENARIOS DE EXPLOTACIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL EN EL NORESTE DE MÉXICO

Arciniega Esparza Saúl¹, Breña Naranjo Agustín², Hernández Espriú Antonio³,
Pedrozo Acuña Adrián²

¹Programa de Maestría y Doctorado en Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México, México

²Instituto de Ingeniería UNAM, Av. Universidad 3000, Ciudad Universitaria, Coyoacán, CDMX.

³Universidad Nacional Autónoma de México

Facultad de Ingeniería, Av. Universidad 3000, Ciudad Universitaria, Coyoacán, CDMX., CP 04510 sarciniegae@iingen.unam.mx, jbrean@iingen.unam.mx, ahespriu@unam.mx, apedrozoa@iingen.unam.mx

Introducción

El agua es un recurso de gran importancia debido a que no sólo se requiere para el desarrollo de la vida, sino también porque interviene en la mayoría de las actividades humanas. De igual manera, la sociedad moderna es altamente dependiente de la energía eléctrica para desarrollar sus actividades. Ambos recursos se enfrentan al problema del aumento en la demanda debido principalmente al crecimiento poblacional, que a nivel mundial se pronostica en un ~20% durante los próximos diez años (Roser y Ortiz-Ospina, 2017).

Cerca del ~80% de la energía que se consume actualmente es generada a partir de combustibles fósiles no renovables (Odorico et al., 2018), mientras que las reservas de agua dulce tienden a ser sobreexplotadas a una tasa que excede su capacidad de recuperación, como es el caso de los acuíferos en muchas regiones del mundo que han experimentado un abatimiento significativo debido principalmente a las elevadas extracciones de agua para riego (Odorico et al., 2018; Siebert et al., 2010).

Por otro lado, el agua y la energía se encuentran relacionadas. Varios procesos para la generación de energía requieren agua (extracción y minería, producción de combustibles, enfriamiento termoeléctrico, energía hidroeléctrica, controles de emisión) mientras que la extracción, conducción y tratamiento del agua requieren de energía (Odorico et al., 2018; Wang y Zimmerman, 2011), por lo que la carencia de alguno de ellos limita al otro.

En el caso de México, la producción de energía eléctrica depende principalmente de fuentes fósiles no renovables (~77%) y en menor medida de fuentes renovables (~14.9%) (SENER, 2015), en todos los casos se requieren ciertos volúmenes de agua provenientes de distintas fuentes dependiendo de la tecnología utilizada.

Con la reforma energética del 2014, el sector energético en México busca la transición hacia fuentes de energía más amigables con el medio ambiente (DOF 20/12/2013). Dentro de los objetivos de Secretaría de Energía (SENER) se encuentra el sustituir el carbón por gas natural como principal fuente de energía, debido a que las centrales de ciclo combinado con base en gas natural tienen mayor eficiencia energética (por lo tanto, el sistema de enfriamiento requiere de menor cantidad de agua) y emiten menor cantidad de CO₂ con respecto a las termoeléctricas a base de carbón (SENER, 2015).

Por otro lado, durante la última década en EUA se ha intensificado la extracción de gas natural de formaciones poco permeables de lutitas mediante una técnica de perforación horizontal conocida como fracturamiento hidráulico (FH) o fracking (Kondash y Vengosh, 2015; Nicot y Scanlon, 2012), la cual involucra la inyección de grandes volúmenes de agua (10-40 Mm³/pozo), arena y otras sustancias químicas (Gallegos et al.,

2015). Esta técnica ha sido asociada a diversos problemas ambientales (contaminación en acuíferos y cuerpos de agua), hídricos (disminución de caudal en ríos y abatimientos locales en acuíferos) y sociales (Arciniega-Esparza et al., 2017; U.S. EPA, 2016; Vengosh et al., 2014).

A partir de las exploraciones realizadas por Petróleos Mexicanos (PEMEX) se determinó que la región noreste de México cuenta con las mayores reservas de hidrocarburos no convencionales del país en forma de gas natural, almacenadas principalmente en el play Eagle Ford dentro de las cuencas sedimentarias Burgos y Sabinas (Stevens y Moodhe, 2015; USGS, 2014).

Así mismo, la región noreste es la mayor consumidora de energía eléctrica en el país, con una venta interna de ~51.1 TWh asociada principalmente a su desarrollo industrial (SENER, 2015). Además, la región se cataloga como una zona árida-semiárida en la cual no existe el recurso hídrico suficiente para satisfacer las demandas de todos los usuarios.

Ante estos escenarios, el objetivo de este estudio fue evaluar el efecto de las actividades de fracturamiento hidráulico en el nexo agua-energía de la región del noreste del país que experimentará el desarrollo de gas de lutitas más intenso en el país. Para ello, se evaluaron los componentes del nexo actual y se utilizaron registros consumos de agua y densidad de pozos observados en el play Eagle Ford en Texas (extensión del play en México) para generar pronósticos de demanda de agua para fracturamiento hidráulico. Los resultados obtenidos se compararon con la disponibilidad actual para evaluar los conflictos hídricos con otros usuarios de agua en la región.

Descripción de la zona de estudio

La zona de estudio (polígono rojo en Figura 1.a y 1.b) fue definida a partir de la extensión de los acuíferos y subcuencas que cubren los polígonos de licitación de la Ronda 3.3 anunciada por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la cual designa las áreas de exploración y explotación de recursos no convencionales de gas natural y aceite de lutitas en el país (<https://www.gob.mx/cnh>, visitada el 13/09/2018).

La extensión del área de interés abarca la cuenca sedimentaria Sabinas y parte de la cuenca sedimentaria Burgos, las cuales tienen un recurso técnicamente recuperable de gas seco y húmedo de 517 billones de pies cúbicos (~18 veces más recursos que los contenidos en las cuencas sedimentarias Tampico, Tuxpan y Veracruz en el estado de Veracruz) según reportes de la EIA (2013). Así mismo, la zona sobreyace a los plays Eagle Ford-La Casita del Cretácico Medio Superior y Eagle Ford-Thittoniano del Jurásico Superior (polígonos azules en Figura 1.a), que son a su vez una extensión del play del mismo nombre en Texas.

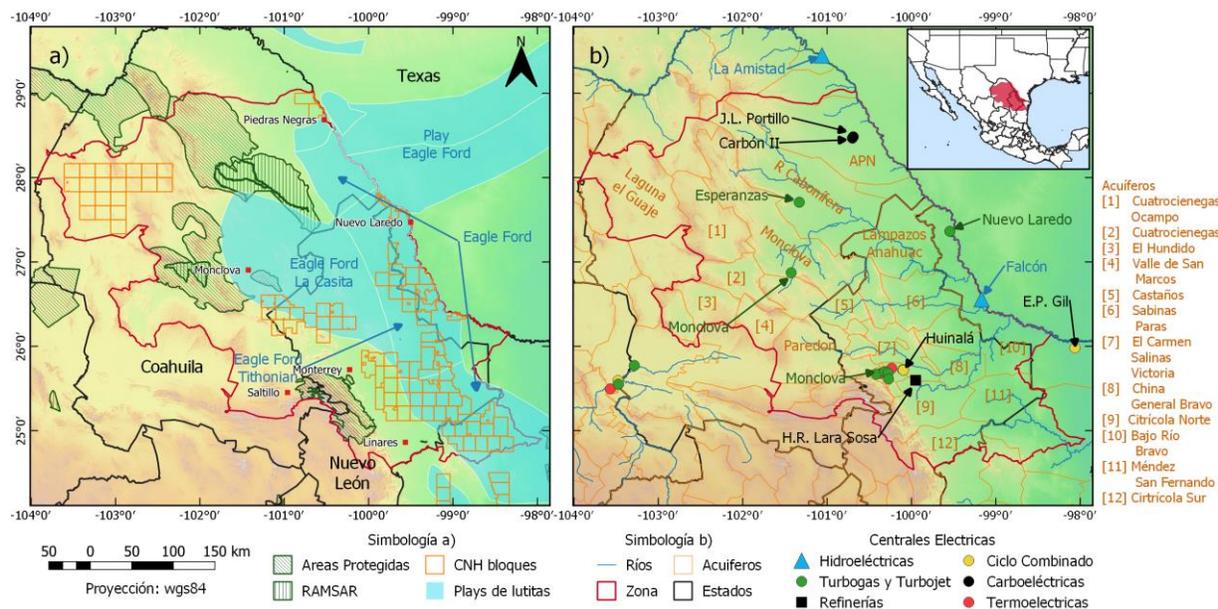


Figura 1. Zona de estudio (polígono rojo) que incluye a) los bloques de licitación de la CNH y los plays de lutitas Eagle Ford y b) acuíferos y centrales de generación de energía

El polígono que define el área de interés pertenece a la Región Hidrológica Administrativa (RHA) VI Río Bravo, la cual tiene un carácter internacional. El polígono tiene un área de 146,744 km² y un perímetro de 2,705 km y cubre parte de los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. La elevación mínima en la zona es de 9.7 msnm mientras que la máxima es de 3685 msnm, con el 90% del área entre las elevaciones 9.7-1680 msnm. La precipitación media anual varía de los 150 mm/año hacia Coahuila y aumenta hasta los 1100 mm/año al sureste de Nuevo León. La temperatura media anual varía entre los 19 y 24 °C.

La población dentro de la zona de estudio supera los 7 millones de habitantes, repartidos principalmente en la Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM), Saltillo, Monclova, Piedras Negras, y Nuevo Laredo. La infraestructura energética en la zona incluye 12 centrales de generación de electricidad, la mayoría de ellas pertenecientes a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), entre las cuales se encuentran las carboeléctricas José López Portillo y Carbón II (Figura 1.b), las cuales representan el ~55% de la capacidad efectiva de generación eléctrica de la zona.

Existen cinco tipos de uso de suelo predominantes en la zona, en donde el matorral cubre cerca del 64% de la superficie, seguido de pastizales (~13%) y de zonas de cultivos (~7.5). Al oeste de la extensión del área de interés y al sureste se encuentran áreas naturales protegidas y sitios RAMSAR de gran importancia para la preservación de la biodiversidad (Figura 1.a), como es el caso de las lagunas de Cuatrociénegas, en Coahuila.

Las principales fuentes de abastecimiento de agua son los acuíferos debido a la poca disponibilidad superficial, aunque existen presas derivadoras (como la presa Venustiano Carranza, Salinas y Rodrigo Gómez) que abastecen a zonas de cultivos. La mayoría de los acuíferos someros se comportan como acuíferos libres con una dirección de flujo preferente de SW-NE, siguiendo las formaciones de depósitos aluviales. Estos acuíferos someros son los más explotados para cumplir con las demandas de los usuarios, sin embargo, en algunos casos se extrae agua de los acuíferos profundos y en otros se aprovecha el caudal de manantiales, principalmente los ubicados al oeste del acuífero APN, catalogados como manantiales de gran caudal (300-1,000 l/s) provenientes del flujo regional del acuífero de calizas del Cretácico Superior.

Bases de datos

La mayoría de la información geoespacial de México utilizada en este estudio se obtuvo del Sistema Nacional de Información del

Agua (SINA, sina.conagua.gob.mx/sina) de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y del geoportal de la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO, www.conabio.gob.mx/informacion/gis).

La base de datos de los volúmenes concesionados de agua superficial y subterránea se obtuvo del Registro Público de Derechos de Agua (REPGA, app.conagua.gob.mx/Repda.aspx). Por su parte, la ubicación de las centrales de generación de electricidad de la CFE fue obtenida del portal de conjunto de datos (catalogo.datos.gob.mx/dataset), la capacidad de generación de electricidad se consultó de reportes previos (CFE, 2008; SENER, 2015), mientras que la generación de energía y ventas de energía fueron obtenidas del Sistema de Información de Energía (SIE) de la SENER (sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=tema).

Los bloques de licitación del Plan Quinquenal de recursos terrestres no convencionales fueron consultados en el Portal de Información Técnica (portal.cnih.cnh.gob.mx) del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH).

Las capas vectoriales de las cuencas sedimentarias y los límites de los plays en el mundo fueron consultados del Atlas del Unconventional Hydrocarbon Resources (URC) (www.unconventionalenergyresources.com/viewer/index.html).

La ubicación de los pozos de gas y aceite de lutitas en EUA, así como los volúmenes de agua requeridos para el fracturamiento hidráulico fueron obtenidos del Chemical Disclosure Registry FracFocus V3.0 (fracfocus.org).

Herramientas y métodos

Para el análisis y representación de los datos espaciales se utilizó el software QGIS en su versión 3.2 (QGIS Development Team, 2015) y SAGA GIS en su versión 6.4 (Conrad et al., 2015).

El procesamiento de la información y el análisis estadístico de las bases de datos se realizó con el lenguaje de programación Python en su versión 3.6.

Consumos de agua y disponibilidad

La zona cubre 37 acuíferos administrativos en los cuales se encuentran registrados en total 25,514 concesiones de agua, de las cuales ~44% corresponden a concesiones para uso agrícola, 24.4% para uso público urbano, 4.3% para uso industrial y el resto para otros usos. El volumen total concesionado asciende a

1,905.7 MMm³ por año, de los cuales el 78.6% (14.97 MMm³) corresponde a uso agrícola, 11.6% (221.2 MMm³) a uso industrial y 7.2% (137 MMm³) a uso público urbano.

Del total de concesiones, 23,818 corresponden a concesiones de agua subterránea, las cuales suman un volumen total de 1237.8 MMm³ (~65% del total), repartidos en 10,631 pozos de uso agrícola con un volumen de 913 MMm³ (73.8% del total de agua subterránea), 1,084 pozos de uso industrial con un volumen de 169.9 MMm³ (13.7%), 5,730 para uso público urbano con un volumen de 112.4 MMm³ (9.1%) y el resto repartido en otros usos.

El 35% del total del agua concesionada (~668 MMm³) proviene de 1,696 fuentes superficiales y se destinan principalmente para uso agrícola (~87.3%, 583.3 MMm³ en 590 concesiones), seguido del uso industrial (7.7% del total de agua superficial con 10 concesiones) y el uso público urbano (3.7% del total de agua superficial con 484 concesiones).

En la Figura 2 se muestran los límites de los acuíferos y el volumen concesionado total (a), superficial (b) y subterráneo (c), el cual es proporcional al tamaño de los círculos, mientras que la proporción de colores de cada círculo corresponde al porcentaje de agua destinada a los principales usos del agua.

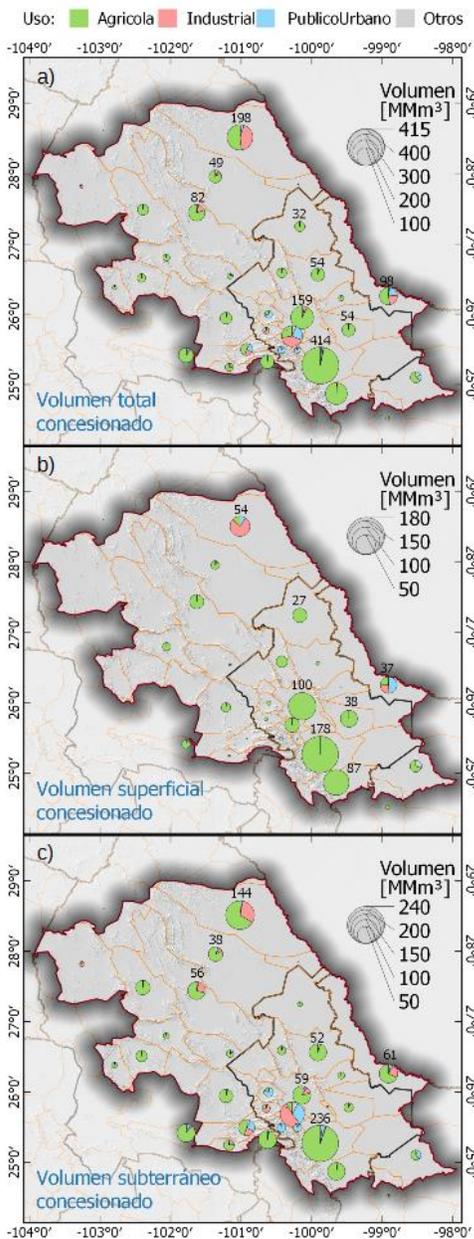


Figura 2. Volumen concesionado de REPDA por sector por acuífero a) total, b) superficial y c) subterráneo

En nueve de los 37 acuíferos se extrae el 70% del total de agua en la zona. El acuífero Citrícola Norte cuenta con el mayor volumen concesionado, 414 MMm³ que corresponden al 21.7% del total en la zona de estudio, de los cuales 236 MMm³ son extraídos de los acuíferos y 178 MMm³ de los cuerpos superficiales de agua. El 96% del agua concesionada tiene uso agrícola, representando el 96% del total en el acuífero.

El segundo acuífero con mayor volumen concesionado es el APN, con un volumen total de 197.9 MMm³, que corresponden al 10.34% del total extraído en la zona. El bombeo de agua subterránea predomina sobre las concesiones superficiales (144.5 contra 53.5 MMm³), mientras que la agricultura y la industria representan el mayor porcentaje de las concesiones (52 y 43%, respectivamente). En este acuífero, la mayoría del agua subterránea utilizada para riego (96 MMm³) proviene de los manantiales del acuífero profundo de calizas.

Únicamente en seis acuíferos (Campo Topo Chico, Valle de San Marcos, Cañón del Huajuco, Campo Buenos Aires, Santa Fe del Pino y Campo Mina) predominan las extracciones de agua para usos público urbano (mayor a 50%), mientras que en tres predomina el uso industrial (Campo Papagayos, Laguna El Guaje y Campo Durazno).

Por su parte, los cambios en la normativa oficial referente a la estimación de la disponibilidad media anual (DMA) en los acuíferos ha sufrido cambios importantes que ha generado que la disponibilidad estimada en el año 2018 se reduzca significativamente con respecto a la del 2015. Es el caso, por ejemplo, del acuífero APN cuya DMA en el año 2015 fue estimada en 73.7 MMm³ (CONAGUA, 2015) y para el 2018 se reporta de 14.3 MMm³ (DOF-04/01/2018), que representa una reducción de 59.4 MMm³ (80% con respecto a la del 2015), tal y como se muestra en la Tabla 1.

Las diferencias en la normativa residen en la definición del volumen extraído, mientras que la NOM-011-CNA-2000 indica que el volumen extraído corresponde únicamente al volumen concesionado, la normativa vigente, NOM-011-CONAGUA-2015, señala que el volumen extraído se compone del volumen concesionado, volumen de extracción de agua en las zonas de suspensión provisional de libre alumbramiento, volúmenes de agua que se encuentran en proceso de registro o titulación, y volúmenes de agua correspondientes a reservas y programación hídrica. Como consecuencia de los volúmenes adicionales en el volumen extraído, 14 acuíferos de la zona de interés redujeron su DMA entre 10 y 100 MMm³.

Tabla 1. Disponibilidad media anual de los principales acuíferos en la zona de estudio para los años 2015 y 2016

Acuífero	Recarga [MMm ³]	Disponibilidad [MMm ³]	
		2015	2018
Valle de San Marcos	10.7	10.7	10.4
China - General Bravo	23.9	15.7	11.6
Laguna El Guaje	15.8	15.5	-12.2
San Carlos	22.7	14.5	14.3
Allende - Piedras Negras	496.6	73.7	14.3
Aguleguas - Ramones	35.3	23.1	15.3
Méndez - San Fernando	50.1	18.3	15.9
Cuatrociénegas - Ocampo	57.9	10.3	-17.8
Santa Fe del Pino	19.5	18.3	17.8
El Carmen - Salinas - Victoria	53.8	-0.5	-18.8
Región Carbonífera	84.1	9.4	-24.6
Monclova	145.1	-16.5	-33.9
Región Manzanera - Apáilame	55.5	-8.1	-34.5
Paredón	23.6	-5.0	-37.9
Lampazos - Anáhuac	66.6	45.2	41.3
Saltillo - Ramos Arizpe	66.0	-6.3	-43.0
Sabinas - Paras	46.0	-29.5	-61.4
Citrícola Sur	75.1	-37.2	-69.8
General Cepeda - Saucedá	113.4	6.5	-92.7
Bajo Rio Bravo	198.5	129.7	117.4

Centrales de generación de energía eléctrica

La zona de estudio cuenta con 12 centrales de generación de energía eléctrica: dos carboeléctricas en Coahuila, cuatro de ciclo combinado principalmente en Nuevo León, la hidroeléctrica internacional Falcón que se ubica sobre el Río Bravo en el estado de Tamaulipas, cuatro de turbo gas en Nuevo León y la central de vapor Emilio Portes Gil en Tamaulipas. Las centrales suman una capacidad efectiva de 4,716 MW (Tabla 2), de la cual, el 85% corresponde a centrales de la CFE y el resto a centrales independientes. La ubicación espacial de las centrales se puede visualizar en la Figura 1.b.

Tabla 2. Capacidad efectiva de las centrales eléctricas en la zona de estudio.

Tecnología	Central	Estado	Capacidad [MW]
Carboeléctrica	Carbón II	Coahuila	1400.0
	José López Portillo	Coahuila	1200.0
Ciclo combinado	Central Saltillo*	Coahuila	247.5
	Huinalá	Nuevo León	528.0
	Huinalá II	Nuevo León	450.0
	Iberdrola Energía Monterrey*	Nuevo León	449.0
Hidroeléctrica	Falcón	Tamaulipas	31.5
	Monclova	Coahuila	48.0
Turbogás	Tecnológico	Nuevo León	26.0
	Universidad	Nuevo León	24.0
	Fundidora	Nuevo León	12.0
	Vapor	Emilio Portes Gil	Tamaulipas

Las centrales de mayor importancia dentro de la región en cuanto a capacidad instalada son las carboeléctricas José López Portillo (Río Escondido) y Carbón II, las cuales suman una capacidad efectiva de 2600 MW, 55.1% de la capacidad de la región y el 48.3% de capacidad de todas las carboeléctricas del país. La central José López Portillo cuenta con 4 unidades de 300 MW cada una y consume únicamente carbón nacional, mientras que la central Carbón II cuenta con 4 unidades de 350 MW cada una y

consume carbón nacional e importado. La eficiencia reportada en estas centrales es baja, en el caso de la central José López Portillo se reporta una eficiencia de apenas el 32.95% en el año 2010 (Álvarez-Gutierrez, 2012).

Las ventas internas de electricidad en el 2014 para la región noreste de México fueron reportadas en 51.09 TWh (SENER, 2015), en donde los estados de Nuevo León y Coahuila representan el 55% del total de ventas. En función de la capacidad instalada en la zona de estudio se estima que las ventas internas rondan los 28.62 TWh.

Nexo Agua-Energía

El nexo agua-energía en la zona de estudio se muestra en la Figura 3 mediante un diagrama Sankey, en el cual se muestran las fuentes de agua y energía (izquierda) y los sectores o usuarios del recurso (derecha). Para la construcción del diagrama se consideraron los usuarios principales de agua y energía.

La Figura 3 resume lo expuesto en los dos capítulos anteriores, sin embargo, en este caso se han agrupado los volúmenes concesionados para centrales eléctricas y se han asignado como generación de energía eléctrica, los cuales originalmente se contemplaban dentro del registro de REPDA como uso industrial. De esta forma, se identificaron 15 aprovechamientos de agua subterránea asociados a la central Carbón II, con un volumen concesionado acumulado de 18.09 MMm³. La central carboeléctrica José López Portillo tiene asociados 11 pozos de extracción de agua subterránea con un volumen acumulado de 5.73 MMm³ y un aprovechamiento superficial de 40.76 MMm³, cuya fuente de agua es el Río Bravo que se conecta mediante una línea de conducción de 30 km² hasta un estanque de agua de 18 MMm³ de capacidad.

La central Emilio Portes Gil cuenta con 3 aprovechamientos subterráneos que acumulan un volumen concesionado de 3 MMm³ y un aprovechamiento superficial de 3.76 MMm³. La central San Jerónimo con 4 aprovechamientos de agua subterránea y un volumen de 1.65 MMm³. Mientras que la central

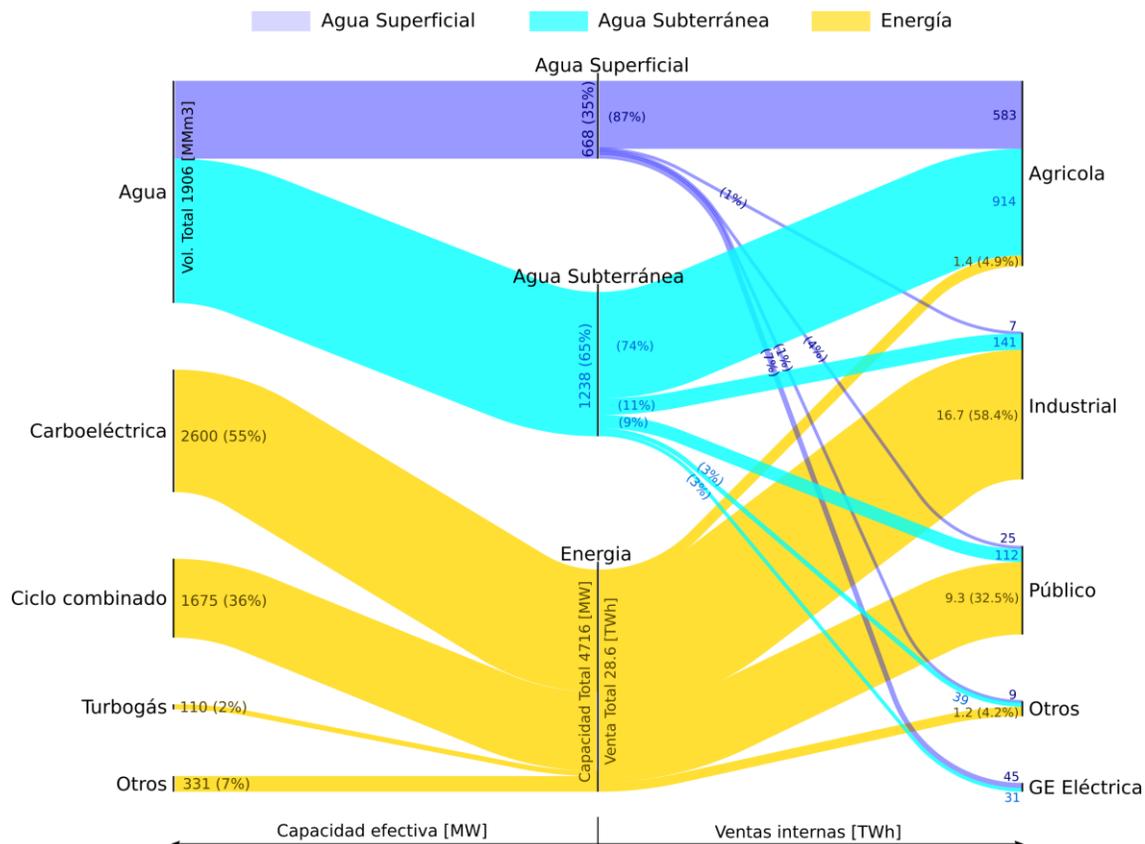


Figura 3. Nexo Agua-Energía actual en la zona de estudio

Fundidora cuenta con dos aprovechamientos subterráneos que suman un volumen de 2.24 MMm³.

El volumen total de agua requerida para la generación de energía (considerando las operaciones de extracción de hidrocarburos como carbón para el funcionamiento de las centrales) se ha estimado en 75.24 MMm³ (3.9% del volumen total), 44.53 MMm³ de fuentes superficiales (que representa el 7% del volumen total superficial y el 2.36% del volumen total concesionado en la zona de estudio) y 30.71 MMm³ de agua subterránea (que representa 2.5% del total de agua subterránea y 1.62% del total de agua).

Como se observa, la generación de energía requiere un pequeño porcentaje de agua en comparación con el uso agrícola (5%). Sin embargo, al compararlo con el agua requerida por la industria y el uso público urbano, el agua para generar electricidad equivale al 51 y 55%, respectivamente.

Con respecto a la energía, las centrales carboeléctricas aportan el 55% de la capacidad efectiva en la región (2600 MW), la tecnología de ciclo combinado representa el 36% (1675 MW) y el turbogas el 2% (110 MW).

De las ventas internas de energía, los sectores que más demandan energía son el industrial y el público urbano (que en este caso se consideró la agrupación del sector residencial y comercial), las cuales representan el 58.4% (16.7 TWh) y el 32.5% (9.3 TWh) respectivamente. Mientras que el bombeo de agua para el sector agrícola demanda aproximadamente 1.4 TWh (4.9% de la venta interna total).

Debido a la falta de información no ha sido posible desglosar la energía requerida para la extracción y bombeo de agua para la generación de energía.

Consumo de agua para fracturamiento hidráulico

La técnica del fracturamiento hidráulico (FH) fue desarrollada desde la década de los 40s en EUA, sin embargo, la extracción de gas y aceite a gran escala inicio en el play Barnett, en Texas, en el año 2000 y durante la última década se ha extendido a otros estados de EUA (Arthur et al., 2010; Nicot and Scanlon, 2012).

El estado de Texas tiene el registro histórico más extenso de pozos horizontales en los cuales se ha utilizado el FH para extraer hidrocarburos, ya que cuenta con cuatro de los yacimientos no convencionales de lutitas más importantes en EUA: Barnett, Haynesville, Barnett-Woodford y Eagle Ford.

Por su parte, el play Eagle Ford Figura 4 es uno de los mayores productores de aceite en EUA y el cuarto mayor productor de gas natural (B. R. Scanlon et al., 2014). El play Eagle Ford es de principal importancia para este estudio ya que sus características geológicas son similares a las de los plays en el noreste del

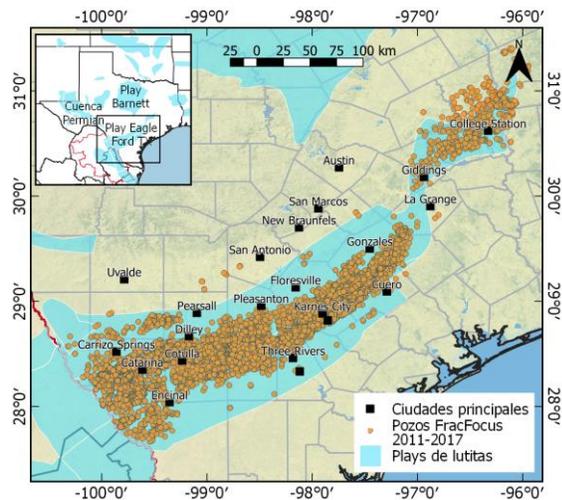


Figura 4. Pozos registrados en FracFocus para el periodo 2011-2017 en el play Eagle Ford, Texas.

territorio nacional (EIA, 2013; Bridget R Scanlon et al., 2014), por lo que la tasa de desarrollo y el agua requerida para el fracturamiento observados en este play se pueden extrapolar a su extensión en territorio nacional.

De la base de datos de FracFocus se extrajo el agua requerida para el FH y la ubicación de los pozos no convencionales en el play Eagle Ford para el periodo 2011-2017 (círculos naranjas en la Figura 4). El número de pozos perforados durante el periodo de análisis asciende a más de 11 mil, con el mayor número de pozos perforados durante el año 2014 (~4,300 pozos).

Por su parte, el agua requerida para FH en el play ha ido en aumento, de 13.6 Mm³/pozo (mediana) en el 2011 a 36.2 Mm³/pozo en el año 2017, tal y como se muestra en los boxplot de la Figura 5, en donde la línea roja corresponde a la media. Este incremento en la demanda de agua por pozo está asociado principalmente al incremento de la longitud horizontal de los pozos y al aumento del volumen del apuntalante con el fin de incrementar la producción de hidrocarburos (Ikonnikova et al., 2017).

El volumen acumulado total de agua requerido en el play debido a actividades de FH durante el periodo 2011-2017 se estima en 345 MMm³, con el máximo anual de ~100 MMm³ (~29% del total) registrado en el año 2014. Mientras que el volumen acumulado en el año 2017 se estima en 72.35 MMm³.

Análisis previos sugieren que el agua para cumplir las demandas de FH en la extensión del play Eagle Ford representa cerca del 16% del consumo total (B. R. Scanlon et al., 2014), sin embargo, a escala estatal, el agua para FH en todos los plays representa un pequeño porcentaje del consumo total de agua (Nicot and Scanlon, 2012).

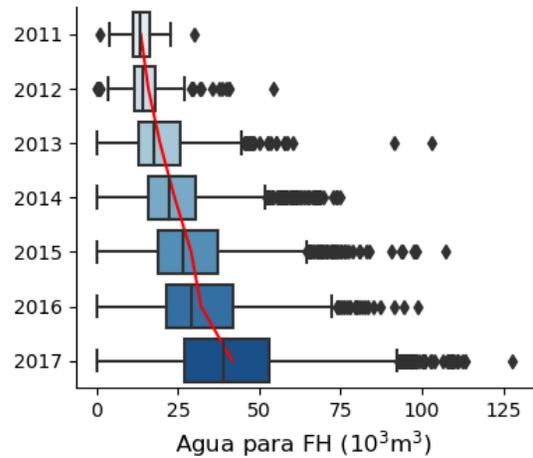


Figura 5. Evolución temporal del consumo de agua para fracturamiento hidráulico por pozo en el play Eagle Ford, Texas

Proyección de demandas

La población en la zona de estudio ha ido en aumento con una tasa de crecimiento promedio de ~108,500 habitantes por año. La población reportada por los censos de INEGI para el año 1980 era de aproximadamente 3 millones 650 mil habitantes, y para el año 1990 incrementó a 4 millones 540 mil habitantes (crecimiento relativo del 24.3%), tal y como se muestra en la Figura 6. La población actual en la zona de estudio ronda los 7 millones 350 mil habitantes y se espera que para los próximos 15 años incremente en 1 millón 360 mil habitantes, que representa un crecimiento relativo de 18.6%, que se reflejará en un aumento de agua para abastecer a la población y en consumo de energía para varios sectores.

Para generar estimaciones del volumen de agua que podrían requerir las actividades de extracción de gas mediante FH en la zona de estudio se aplicó la ecuación 1:

$$FHw = A * d * w = n * w \quad \dots(1)$$

en donde FHw es el volumen total de agua requerida para FH, A es el área total de los bloques de licitación de la CNH, d es la densidad de pozos por kilómetro cuadrado, w es el volumen promedio de agua por pozo, y n es el número total de pozos en toda el área A. La ecuación 1 tiene el inconveniente de asumir una densidad de pozos uniforme en toda el área A.

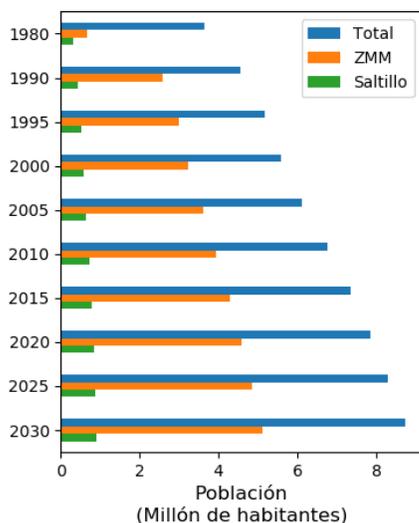


Figura 6. Evolución del número de habitantes en la zona de estudio, Zona Metropolitana de Monterrey (ZMM) y Saltillo.

Los escenarios generados en este ejercicio de sensibilidad consideran tres densidades de pozos (Tabla 3), que corresponden a 1) percentil 25 (0.04 pozos/km²), 2) mediana (0.12 pozos/km²) y 3) percentil 75 (0.24 pozos/km²), las cuales fueron estimadas para cada año a partir de una malla regular de 5x5 km en el play Eagle Ford, Texas. En este caso se fijó el volumen de agua promedio de los pozos para el año 2017 (36.9 Mm³). El área total de los bloques de licitación de la Ronda 3.3 de la CNH es de aproximadamente 27,414.5 km² que corresponde a 94 bloques dentro de la zona de estudio.

Los resultados obtenidos sugieren que para el escenario de menor intensidad de explotación (escenario 1) se tendrían 1,097 pozos perforados al año, con un consumo de agua total de 40.5 Mm³ al año. El volumen estimado corresponde al 2.1% del volumen total concesionado en la zona de estudio, 6% del total de agua superficial y 3.3% del volumen total concesionado de agua subterránea. Comparado con el porcentaje de agua para uso agrícola, el volumen estimado para FH equivale a 4.4% del volumen subterráneo y 6.9% del superficial; comparado con el uso industrial equivale al 23.8% de agua subterránea y 78.98% de agua superficial; y con respecto al uso público urbano equivale al 36% de agua subterránea y 164.3% de la superficial.

Tabla 3. Escenarios de consumo de agua para FH considerando un consumo de agua por pozo de 36 Mm³/pozo.

N	Densidad de pozos (pozo/km ²)	Número de pozos	Uso de agua Total (Mm ³)
1	0.04	1097	40.5
2	0.12	3290	121.4
3	0.24	6580	242.8

Para el escenario de intensidad media (escenario 2) se tendrían 3,290 pozos perforados al año, con un consumo de agua total de 121.4 Mm³ al año. El volumen estimado corresponde al 6.4% del volumen total concesionado en la zona de estudio, 18.2% del total de agua superficial y 9.8% del volumen total concesionado de agua subterránea. Comparado con el porcentaje de agua para

uso agrícola, el volumen estimado para FH equivale a 13.3% del volumen subterráneo y 20.8% del superficial; comparado con el uso industrial equivale al 71.5% de agua subterránea y 236.9% de agua superficial; y con respecto al uso público urbano equivale al 108% de agua subterránea y 492% de la superficial.

Finalmente, para el escenario de mayor intensidad (escenario 3) se tendrían 6,580 pozos perforados al año, con un consumo de agua total de 242.8 Mm³ al año. El volumen estimado corresponde al 6.4% del volumen total concesionado en la zona de estudio, 18.2% del total de agua superficial y 9.8% del volumen total concesionado de agua subterránea. Comparado con el porcentaje de agua para uso agrícola, el volumen estimado para FH equivale a 13.3% del volumen subterráneo y 20.8% del superficial; comparado con el uso industrial equivale al 71.5% de agua subterránea y 236.9% de agua superficial; y con respecto al uso público urbano equivale al 108% de agua subterránea y 492% de la superficial.

Discusión

Los escenarios generados para la evaluación de los impactos de FH en la zona de estudio muestran que la intensidad (densidad de pozos) de explotación será el factor determinante del impacto en los recursos hídricos de la región. Los resultados sugieren que para el caso de menor densidad de pozos (escenario 1), el agua requerida para FH representa un tercio de las extracciones de agua subterránea de uso industrial o público urbano. Debido a la poca disponibilidad de agua superficial en la región, se espera que las actividades petroleras asociadas a la extracción de recursos no convencionales se abastezcan principalmente de fuentes subterráneas, ya que como se observó, el volumen del escenario 1 equivale al ~80 y ~165% del volumen superficial de los usos industrial y público urbano.

Los escenarios 2 y 3 presentan escenarios más adversos pero debido a diversos factores regionales se espera que las actividades de gas de lutitas en México sean menos intensas que en EUA, debido principalmente a falta de infraestructura de conducción de gas, inseguridad y mayor complejidad geológica de los plays (EIA, 2013; Stevens and Moodhe, 2015).

Con respecto al uso actual de agua para generación de energía, el volumen de agua subterránea requerido es de aproximadamente 31 Mm³, 30% menor al volumen para FH en el escenario 1.

Por otro lado, existen otros problemas a considerar además de la disponibilidad de agua para FH, como es el caso del flujo de retorno (flowback) y el agua producida. Según estudios previos, del volumen de agua inyectada para el fracturamiento, entre el 5 y 40% regresa a la superficie (con mala calidad y con mezcla de más sustancias químicas) y de esa cantidad sólo un pequeño porcentaje se trata y se regresa al ecosistema, el resto que no es tratado se recicla para otras etapas de fracturamiento o se inyecta en pozos de disposición (Kondash and Vengosh, 2015; Nicot and Scanlon, 2012; U.S. EPA, 2016). Considerando estos porcentajes, para el escenario 1 se tendrían de 2 a 16 Mm³ por año de agua de mala calidad resultado de las actividades de extracción que tendrían que ser tratadas o dispuestas para su almacenamiento.

Conclusiones

En este estudio se muestra un análisis cuantitativo del nexo agua-energía actual y las implicaciones que podrían generarse en la disponibilidad de agua a partir del desarrollo de actividades de extracción de hidrocarburos no convencionales de gas de lutitas mediante la técnica de fracturamiento hidráulico.

Como se observa, la región noreste se encuentra en un punto crítico de disponibilidad y demanda de agua y energía. Por un lado, el crecimiento poblacional podría aumentar la demanda de agua y energía en un 20% en 10 años

Por otro lado, algunos de los acuíferos con mayor volumen de agua concesionada y menor disponibilidad media anual contienen bloques de licitación de la CNH (como es el caso del

acuífero Citrícola Norte, El Carmen-Salinas-Victoria, Campos Cerritos, APN), por lo que el estrés hídrico actual podría incrementar en los años de mayor intensidad de extracción de gas de lutitas.

Los resultados sugieren que, para escenarios de baja intensidad de pozos por año, la generación de electricidad con gas natural podría igualar el consumo actual de agua subterránea, por lo que, para evitar conflictos con otros usuarios, las autoridades de agua deberán incentivar la diversificación del agua para el FH (aguas residuales, agua de acuíferos profundos, agua salobre, etc.).

Unidades y abreviaturas

En la Tabla 4 se presentan las abreviaturas y la equivalencia de unidades utilizadas en este estudio.

Tabla 4. Abreviaturas y equivalencia de unidades

Unidad	Símbolo	Equivalencia
Metro cúbico	m ³	1 m ³
Mil metros cúbicos	Mm ³	1000 m ³
Millón de metros cúbicos	Mmm ³	1000000 m ³
Megawatt	MW	1 MW
Gigawatt	GW	1000 MW
Terawatt	TW	1000000 MW
Megawatt por hora	MWh	1 MWh
Gigawatt por hora	GWh	1000 MWh
Terawatt por hora	TWh	1000000 MWh

Referencias

1.- **Álvarez-Gutierrez, R.**, (2012). *Análisis de alternativas de mejora para parámetros de desempeño de la central carboeléctrica Río Escondido*. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis.

2.- **Arciniega-esparza, S., Breña-naranjo, J.A., Hernández-espriú, A., Pedrozo-acuña, A., Scanlon, B.R., Philippe, J., Young, M.H., Wolaver, B.D., Alcocer-yamanaka, V.H.**, (2017). "Baseflow recession analysis in a large shale play: Climate variability and anthropogenic alterations mask effects of hydraulic fracturing". *Journal of Hydrology* 553, 160–171. <https://doi.org/10.1016/j.jhydrol.2017.07.059>

3.- **Arthur, J., Uretsky, M., Wilson, P.**, (2010). "Water Resources and Use for Hydraulic Fracturing in the Marcellus Shale Region". *Water Resour. Issues*. 1–23.

4.- **CFE**, (2008). *Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2007-2016*, Comisión Federal de Electricidad.

5.- **CONAGUA**, (2015). *Actualización de la disponibilidad media anual de agua en el acuífero Allende-Piedras Negras (0501), Estado de Coahuila*.

6.- **Conrad, O., Bechtel, B., Bock, M., Dietrich, H., Fischer, E., Gerlitz, L., Wehberg, J., Wichmann, V., Böhner, J.**, (2015). "System for Automated Geoscientific Analyses (SAGA) v. 2.1.4." *Geosci. Model Dev.* <https://doi.org/10.5194/gmd-8-1991-2015>

7.- **DOF-04/01/2018**. *ACUERDO por el cual se actualiza la disponibilidad media anual de agua subterránea de los 653 acuíferos de los Estados Unidos Mexicanos, mismos que forman parte de las Regiones Hidrológico-Administrativas que se indican*.

8.- **DOF-20/12/2013**. *DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía*.

9.- **EIA**, (2013). *Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States*. Washington, DC.

10.- **Gallegos, T.J., Varela, B.A., Haines, S.S., Engle, M.A.**, (2015). "Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications". *Water Resour. Res.* 51, 5839–5845. <https://doi.org/10.1002/2015WR017278>

11.- **Ikonnikova, S.A., Male, F., Scanlon, B.R., Reedy, R.C., McDaid, G.**, (2017). "Projecting the Water Footprint Associated with Shale Resource Production: Eagle Ford Shale Case Study". *Environ. Sci. Technol.* 51, 14453–14461. <https://doi.org/10.1021/acs.est.7b03150>

12.- **Kondash, A., Vengosh, A.**, (2015). "Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Environ. Sci. Technol. Lett.* 2, 276–280. <https://doi.org/10.1021/acs.estlett.5b00211>

13.- **Nicot, J.-P., Scanlon, B.R.**, (2012). "Water use for shale gas production in Texas, U.S." *Environ. Sci. Technol.* 46, 3580–3586. <https://doi.org/10.1021/es204602t>

14.- **NOM-011-CNA-2000**. *Conservación del recurso acua que establece las especificaciones y el método para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales. México*.

15.- **NOM-011-CONAGUA-2015**. *Conservación del recuso agua que establece las especificaciones y el método para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales. México*.

16.- **Odorico, P.D., Davis, K.F., Rosa, L., Carr, J.A., Chiarelli, D., Angelo, J.D., Gephart, J., Macdonald, G.K., Seekell, D.A., Suweis, S., Rulli, M.C.**, (2018). "The Global Food-Energy-Water Nexus". *Rev. Geophys.* 1–76. <https://doi.org/10.1029/2017RG000591>

17.- **QGIS Development Team**, (2015). "QGIS Geographic Information System." *Open Source Geospatial Found. Proj.*

18.- **Roser, M., Ortiz-Ospina, E.**, (2017). *World Population Growth [WWW Document]*. Our Worl Data.

19.- **Scanlon, B.R., Reedy, R.C., Nicot, J.P.**, (2014). "Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays?" *Environ. Res. Lett.* 9, 124011. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/12/124011>

20.- **SENER**, (2015). *Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029. Mexico D.F.*

21.- **Siebert, S., Burke, J., Faures, J.M., Frenken, K., Hoogeveen, J., D?il, P., Portmann, F.T.**, (2010). "Groundwater use for irrigation - A global inventory". *Hydrol. Earth Syst. Sci.* 14, 1863–1880. <https://doi.org/10.5194/hess-14-1863-2010>

22.- **Stevens, S.H., Moodhe, K.D.**, (2015). "Evaluation of Mexico's Shale Oil and Gas Potential". *Adv. Resour. Int. Inc.* 177139, 1–13.

23.- **U.S. EPA**, (2016). *Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States (Main Report - EPA/600/R-16/236fa)*, EPA-600-R-16-236Fa. <https://doi.org/EPA/600/R-15/047a>

24.- **USGS**, (2014). *Assessment of Unconventional Oil and Gas Resources in Northeast Mexico*.

25.- **Vengosh, A., Jackson, R.B., Warner, N., Darrah, T.H., Kondash, A.**, (2014). "A Critical Review of the Risks to Water Resources from Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States". *Enviromental Sci. Technol.* 16, 15.

26.- **Wang, R., Zimmerman, A.J.**, (2011). "Water-Energy Nexus: A Critical Review" *Paper* 2035, 1–33.