



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA CIVIL – HIDRÁULICA

IMPACTO HÍDRICO EN ACUÍFEROS DE MÉXICO ASOCIADO AL DESARROLLO DEL PLAY
TRANSFRONTERIZO DE SHALE GAS EAGLE FORD

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTOR EN INGENIERÍA

PRESENTA:
SAÚL ARCINIEGA ESPARZA

TUTORES PRINCIPALES
DR. JOSÉ AGUSTÍN BREÑA NARANJO, IIUNAM
DR. JOSÉ ANTONIO HERNÁNDEZ ESPRIÚ, FI UNAM
COMITÉ TUTOR
DR. ADRIÁN PEDROZO ACUÑA, IIUNAM
DR. RAMÓN DOMÍNGUEZ MORA, IIUNAM
DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL, FI UNAM

CIUDAD DE MÉXICO, SEPTIEMBRE 2020



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Ramón Domínguez Mora
Secretario: Dr. Carlos Agustín Escalante Sandoval
Vocal: Dr. José Agustín Breña Naranjo
1^{er} Suplente: Dr. Adrián Pedrozo Acuña
2^{do} Suplente: Dr. José Antonio Hernández Espriú

Posgrado en ingeniería civil, UNAM, Ciudad de México, México

TUTORES DE TESIS:

Dr. José Agustín Breña Naranjo

Dr. José Antonio Hernández Espriú

FIRMA

FIRMA

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a todas las personas que me han ayudado y que han estado a mi lado durante este proyecto, pues me han mantenido motivado durante momentos complicados.

Primero, agradezco a mis padres, Agustín y María Guadalupe, por su apoyo incondicional y el impulso que me han dado para seguir avanzando. A mis hermanos Edgar, David, Nallely y Emmanuel, quienes siempre me han ayudado durante momentos difíciles de mis estudios y vida personal. A mis tías Minda y Ester, así como a mis abuelos David y Elisa, quienes siempre se preocupan por mí. A mis tíos Rosario y Tere, que me han apoyado durante todos mis años de estudio. A mis vecinos, Alejandro y Juana, quienes siempre estuvieron al pendiente de mí.

Gracias a todos mis amigos, por hacer más ameno el estudio y las horas de trabajo en el instituto. En particular agradezco a Alma, Alejandra, Roxana y Mayren, quienes me motivaron y alimentaban de café y galletas para seguir productivo. A Roberto, Laurent y Marco, por brindarme su amistad y siempre estar dispuestos a compartir sus ideas a la hora de la comida. A Rosa Carmona, a Jonas, a Aurora y Juan, por ser fuente de inspiración y de apoyo. Y a muchos otros que no puedo mencionar porque si no serían más agradecimientos de resultados.

En especial, quiero agradecer a Erika, por acompañarme en la vida, por soportar mis frustraciones, por los consejos brindados, por los triunfos compartidos, por creer siempre en mí. Y quiero agradecer a Snoopy, que simplemente me hace feliz.

Agradezco a mis tutores, el Dr. Antonio Hernández Espriú, Dr. Agustín Breña Naranjo y Dr. Adrián Pedrozo Acuña, quienes me han apoyado y dirigido todo este tiempo, dándome las mejores oportunidades para desarrollarme.

Agradezco al *Bureau of Economic Geology* (BEG) de la Universidad de Texas, en Austin, por facilitar el acceso a bases de datos petroleras que mejoraron significativamente los resultados de esta investigación. Así mismo, quisiera agradecer a las investigadoras e investigadores del BEG, Bridget Scanlon, Brad Wolaver, Michael Young y Jean-Philippe Nicot, quienes aportaron sugerencias y comentarios importantes para este estudio, así como por el trabajo colaborativo realizado.

Al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología, por otorgarme el apoyo económico a través de la beca CONACyT/UNAM, sin la cual no habría podido concluir esta investigación.

Finalmente, agradezco a todas aquellas personas que han contribuido al desarrollo de software libre y bases de datos abiertas, ya que sin ellos, este trabajo no se habría podido realizar.

PRODUCTOS ACADÉMICOS



Artículos y publicaciones científicas relacionados con este trabajo

Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Hernández-Espriú A, Pedrozo-Acuña A, Scanlon BR, Philippe J, Young MH, Wolaver BD, Alcocer-yamanaka VH. 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 DOI: 10.1016/j.jhydrol.2017.07.059

Hernández-Espriú A, Wolaver B, **Arciniega-Esparza S**, Scanlon B, Young MH, Nicot J-P, Macías-Medrano S, Breña-Naranjo JA. 2019. *A screening approach to improve water management practices in undeveloped shale plays, with application to the Transboundary Eagle Ford Formation in northeast Mexico*. *Journal of Environmental Management*

Hernández-Espriú A, **Arciniega-Esparza S**, Macías-Medrano S. 2019. *Water use spatio-temporal mapping linked to hydraulic fracturing across the Eagle Ford Play, Texas (USA)*. *Terra Digitalis* **3** (1): 1–5

Arciniega-Esparza S, Hernández-Espriú A, Breña-Naranjo JA, Young MH, Pedrozo-Acuña A (revisión). *A Multivariate Outlier Detection Approach for Water Footprint Assessments in Shale Formations: Case Eagle Ford Play (Texas)*. *Environmental Earth Sciences*.



Participación y publicaciones en congresos

Arciniega-Esparza S, Hernández-Espriú JA, Breña-Naranjo JA,, Pedrozo-Acuña A. 2016. *Baseflow recession analysis across the Eagle Ford shale gas play (Texas, USA)*. European Geosciences Union General Assembly 2016, Vienna, Austria.

Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Hernández-Espriú JA, Pedrozo-Acuña A. 2017. *Balance Hídrico en Acuíferos Transfronterizos basado en percepción remota satelital*. XXIV Congreso Nacional de Hidráulica, Acapulco, Guerrero, México.

Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo A, Hernández-Espriú A, Pedrozo-Acuña A. 2017. *A Framework to Quantify Water Availability in Shale Gas Regions of Mexico: Baseline and Development Scenarios*. The Geological Society of America Annual Meeting, San Antonio, Texas, US.

Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo A, Hernández-Espriú A, Pedrozo-Acuña A. 2018. *Nexo Agua-Energía ante escenarios de explotación de gas no convencional en el noreste de México*. XXV Congreso Nacional de Hidráulica, Ciudad de México, México.

Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Pedrozo-Acuña A, Hernández-Espriú A. 2018. *Assessment of Irrigation Water Use Patterns Using Remote Sensing Data in Mexico's Northeast*. 13th International Conference on Hydroinformatics, Palermo, Italia.

Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Hernández-Espriú JA, Pedrozo-Acuña A. 2019. *Impactos del fracturamiento hidráulico en el nexo agua-energía*. Instituto Mexicano de Tecnología del Agua, Jiutepec, Morelos, México.

Arciniega-Esparza S, Hernández-Espriú JA, Breña-Naranjo JA, Pedrozo-Acuña A. 2019. *Water footprint scenarios of hydraulic fracturing and their impact on the water-energy nexus across the semiarid Mexican Eagle Ford play*. Water Security and Climate Change Conference 2019, San Luis Potosí, México.

Arciniega-Esparza S, (2020). *Evaluación de los Impactos Potenciales del Desarrollo de Fracturamiento Hidráulico en el Nexo Agua-Energía en el Noreste de México*. Seminario Virtual Diáspora Hídrica, IMTA.



Divulgación en foros, revistas y medios digitales

Arciniega-Esparza S, Hernández-Espriú A, Breña-Naranjo JA, Pedrozo-Acuña A. 2016. El Fracking los recursos hídricos transfronterizos de México. *Agua y Saneamiento* **65**: 67–68

Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Hernández-Espriú A, Pedrozo-Acuña A. 2018. Fracturación hidráulica en México. *UNAMirada a la Ciencia, CGDCUNAM*.

Arciniega-Esparza S, Hernández-Espriú JA, Breña-Naranjo JA, Pedrozo-Acuña A. 2019. *Los Recursos Hídricos y el Fracturamiento Hidráulico*. Presentación en la Universidad Antonio Nariño, Bogotá, Colombia.

Breña-Naranjo JA, **Arciniega-Esparza S**, Hernández-Espriú A, Pedrozo-Acuña A. 2019. Foro Fracking en México. *SEMARNAT*

CONTENIDO

CIUDAD DE MÉXICO, SEPTIEMBRE 2020.....	1
I. INTRODUCCIÓN.....	1
I.1. OBJETIVOS.....	3
I.2. ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	3
II. MARCO TEÓRICO.....	5
II.1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	5
II.1.1. Generalidades.....	5
II.1.2. Yacimientos no convencionales en el mundo.....	6
II.1.3. Yacimientos no convencionales en EUA.....	7
II.1.4. Yacimientos no convencionales en México.....	9
II.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO FH.....	11
II.2.1. Principios del FH.....	11
II.2.2. Ciclo del agua en el FH.....	13
II.2.3. Volúmenes de agua para satisfacer las demandas del FH.....	14
II.2.4. Impactos ambientales asociados al FH.....	18
II.2.5. Impactos hídricos asociados al FH.....	21
II.3. NEXO AGUA-ENERGÍA.....	27
II.3.1. Generalidades.....	27
II.3.2. FH en el Nexo Agua-Energía.....	29
II.4. DESARROLLO PROSPECTIVO DE FH EN MÉXICO.....	31
II.4.1. Generalidades.....	31
II.4.2. Regulación en México.....	32
II.4.3. Rondas de licitación de la CNH.....	34
II.4.4. Desarrollo actual.....	35
III. METODOLOGÍA Y HERRAMIENTAS.....	37
III.1. DESCRIPCIÓN DE LAS BASES DE DATOS Y HERRAMIENTAS.....	37
III.1.1. Fuentes de información.....	37
III.1.2. Descripción de herramientas.....	42
III.2. METODOLOGÍA.....	45
III.2.1. Evaluación de impactos de FH en EUA.....	46
III.2.1.1 Fuentes de agua y balance hídrico.....	46
III.2.1.2 Desarrollo histórico de FH en Texas.....	48
III.2.1.3 Evaluación de impactos asociados al FH en Texas.....	52
III.2.2. Evaluación de impactos de FH en México.....	54
III.2.2.1 Fuentes y usuarios de agua y energía.....	54
III.2.2.2 Nexo agua-energía.....	54
III.2.2.3 Línea base y balance de agua.....	55
III.2.2.4 Generación de escenarios de FH.....	55

III.2.2.5 Evaluación de impactos hídricos asociados al FH.....	59
IV. RESULTADOS: EVALUACIÓN DE IMPACTOS HÍDRICOS ASOCIADOS AL FH.....	60
IV.1. IMPACTOS DEL FH EN TEXAS.....	60
IV.1.1. Caracterización hidrológica e hidrogeológica del área de estudio Texas.....	60
IV.1.1.1 Caracterización de cuencas hidrográficas y acuíferos.....	60
IV.1.1.2 Climatología y demandas de agua en los plays de Texas.....	64
IV.1.2. Evolución histórica del FH en Texas.....	67
IV.1.2.1 Análisis estadístico del uso de agua para FH en los plays de Texas.....	68
IV.1.2.2 Evolución histórica del uso de agua para FH en los plays de Texas.....	69
IV.1.2.3 Patrones del desarrollo de FH en los plays de Texas.....	72
IV.1.2.4 Impactos hídricos asociados al FH en los plays de Texas.....	76
IV.1.3. Impactos y desarrollo del FH en el play Eagle Ford Texas.....	80
IV.1.3.1 Análisis estadístico del desarrollo de FH en el play Eagle Ford TX.....	80
IV.1.3.2 Evolución histórica del FH en el play Eagle Ford TX.....	83
IV.1.3.3 Evolución <i>espacial</i> del FH en el play Eagle Ford TX.....	85
IV.1.3.4 Impactos hidrológicos asociados al FH en el play Eagle Ford TX.....	87
IV.1.3.5 Evaluación del modelo propuesto para la generación de escenarios de FH.....	90
IV.2. ESCENARIOS DE IMPACTOS DEL FH EN MÉXICO.....	93
IV.2.1. Caracterización hidrológica e hidrogeológica de la zona de estudio.....	93
IV.2.1.1 Caracterización de cuencas hidrográficas, <i>acuíferos</i> y <i>cuerpos de agua</i>	93
IV.2.1.2 Interacción de agua subterránea-superficial.....	98
IV.2.1.3 Caracterización climatológica de la zona de estudio.....	100
IV.2.2. Nexo Agua-Energía.....	103
IV.2.2.1 <i>Centrales eléctricas y generación de energía</i>	103
IV.2.2.2 <i>Demandas y disponibilidad</i> de agua.....	105
IV.2.2.3 Nexo agua-energía actual.....	109
IV.2.3. Escenarios de impactos hídricos del FH en México.....	111
IV.2.3.1 Línea base.....	112
IV.2.3.2 Escenarios de desarrollo de FH en el noreste de México.....	116
V. DISCUSIÓN.....	125
V.1. DESARROLLO DE FH EN TEXAS.....	125
V.2. DESARROLLO PROSPECTIVO DE FH EN MÉXICO.....	126
VI. CONCLUSIONES, SÍNTESIS Y TRABAJO FUTURO.....	130
VII. REFERENCIAS CITADAS.....	137
VIII. ANEXOS.....	151
Anexo I. Rondas de licitación de la CNH.....	151
Anexo II. Reconstrucción 3D de pozos de la base de datos IHS.....	152
Anexo III. Desarrollo de Fracturamiento Hidráulico en Texas.....	154
Anexo IV. Desarrollo de Fracturamiento Hidráulico en el play Eagle Ford.....	156
Anexo V. Disponibilidad de agua en cuencas y acuíferos de México.....	160

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura II.1 Principales plays de gas y aceite de lutitas en el mundo. Fuente: elaboración propia basada en datos de la EIA.....	6
Figura II.2 Principales plays de gas y aceite de lutitas en EUA. Fuente: elaboración propia basada en datos de la EIA.....	8
Figura II.3 Principales plays de gas y aceite de lutitas en México. Fuente: elaboración propia basada en datos de la EIA y la USGS.....	10
Figura II.4 Esquema del proceso de fracturamiento hidráulico para explotar gas y/o aceite no convencionales. Fuente: editado de GSI (2015).....	12
Figura II.5 Procesos y ciclo del agua asociado al desarrollo de plays no convencionales. Fuente: editado de USEPA (2016).....	14
Figura II.6 Desarrollo temporal de extracción de gas en el play Barnett, Texas, para el periodo 2001-2013 en función de a) número anual de pozos perforados, b) uso de agua para FH normalizado, c) volumen de agua para FH por pozo contra longitud horizontal de los pozos y, d) volumen acumulado de agua contra producción acumulada de gas. Fuente: elaboración propia con base en los datos de <i>Nicot et al. (2014)</i> y <i>Guo et al. (2017)</i>	17
Figura II.7 Línea base del índice de estrés hídrico y ubicación de las cuencas de lutitas más importantes a nivel mundial. Fuente: elaboración propia a partir de los datos del WRI y la EIA.....	22
Figura II.8 Desarrollo de FH en los plays más importantes de EUA para el periodo 2012-2014 en función de a) número de pozos horizontales perforados, b) volumen total de agua utilizado para FH y c) mediana del volumen de agua por pozo utilizado para FH. Fuente: elaboración propia con base en los datos reportados por <i>Kondash y Vengosh (2015)</i>	23
Figura II.9 Aspectos clave para el análisis de los impactos del FH en el Nexa Agua-Energía. Fuente: elaboración propia.....	30
Figura II.10 Entidades mexicanas encargadas de la regulación del uso de agua para FH, lineamientos de seguridad y protección ambiental, y autorización de construcción de pozos.....	32
Figura II.11 <i>Desarrollo de exploración y extracción de hidrocarburos en México a) bloques contractuales terrestres de recursos convencionales (verdes) y no convencionales (azules) y b) ubicación y profundidad de los pozos reportados por la CNH.</i> Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la CNH.....	35
Figura III.1 Esquema de la metodología general adoptada para evaluar los impactos hídricos del FH en México.....	45
Figura III.2 Esquema conceptual del balance de agua total (superficial y subterránea) en un volumen de control y a escala de una cuenca con efectos antropogénicos. Las flechas negras corresponden a condiciones naturales y las blancas a forzamientos humanos.....	47
Figura III.3 Diagrama de modelo desarrollado para la generación de escenarios de explotación de gas y/o aceite no convencionales utilizando FH.....	56
Figura IV.1 <i>Características hidrológicas de la zona de estudio en Texas a) número de habitantes en las principales ciudades y capacidad de almacenamiento en los mayores embalses y b) ríos y cuencas hidrográficas.</i>	61
Figura IV.2 Distribución de a) <i>principales acuíferos regionales en Texas y volúmenes promedio anuales de extracciones de agua subterránea por play de lutitas</i> y b) <i>usos de suelo derivados de CCI Land Cover.</i>	63
Figura IV.3 <i>Climatología media anual en Texas a) precipitación de CHIRPS, b) contenidos de humedad de suelo a 2 m de NLDAS, c) evapotranspiración actual de MODIS, d) índice de aridez derivado de MODIS y TRMM, e) infiltración de MERRA-2 y f) recarga vertical derivada del modelo WaterGAP.</i>	65
Figura IV.4 <i>Variación anual y media mensual de la climatología en los plays de Texas. Prec es la precipitación obtenida de CHIRPS, Recarga es la recarga vertical derivada de WaterGAP y TWSa es el cambio en el almacenamiento terrestre derivado de GRACE.</i>	66

Figura IV.5 Evolución temporal de las extracciones de agua subterránea para diferentes usos en los plays de Texas. Obtenido a partir del TWDB. La categoría otros incluye agua para extracciones mineras, como FH.....	66
Figura IV.6 Pozos registrados en la base de datos de FracFocus para el periodo 2011-2017 en los plays de Texas.....	67
Figura IV.7 Comparación del uso de agua por pozo para FH, profundidad vertical verdadera (TVD) de los pozos y número de días requerido para realizar el fracturamiento hidráulico en los plays de Texas.	69
Figura IV.8 Relación entre la profundidad vertical promedio y volumen de agua por pozo promedio en los plays de Texas. Valores estimados a partir de FracFocus para el periodo 2011-2017. Los límites corresponden a los percentiles 25 th y 75 th	69
Figura IV.9 Evolución temporal del uso de agua por pozo para FH en los plays de Texas para el periodo 2011-2017. La línea negra continua corresponde a la media. Datos obtenidos de FracaFocus.	70
Figura IV.10 Volumen total anual de agua para FH y número de pozos perforados en los plays de Texas para el periodo 2011-2017. Datos estimados a partir de FracFocus.....	71
Figura IV.11 Precio de hidrocarburos (a) y predicción del número de pozos perforados por año en los plays de Texas en función del precio de los hidrocarburos y el número de pozos del año antecedente.	73
Figura IV.12 Producción anual normalizada de hidrocarburos por pozo para diferentes plays en a) zonas de producción de gas y b) zonas de producción de aceite. La producción es relativa al primer año, en donde los puntos corresponden a los datos reportados por Kondash y Vengosh (2015) y las líneas son las curvas simuladas a partir de los parámetros de la Tabla IV.3.....	74
Figura IV.13 Volumen anual normalizado del flujo de retorno y agua producida (FP) pozo para diferentes plays en a) zonas de producción de gas y b) zonas de producción de aceite. El volumen de FP es relativo al primer año de producción de hidrocarburos, en donde los puntos corresponden a los datos reportados por Kondash y Vengosh (2015) y las líneas son las curvas simuladas a partir de los parámetros de la Tabla IV.4.....	75
Figura IV.14 Distribución espacial por condado del a) volumen total de agua usada para FH y b) número de pozos perforados. Los datos fueron obtenidos de FracFocus para el periodo 2011-2017.	76
Figura IV.15 Relaciones entre demandas de agua para FH (FH agua) y a) demandas de agua subterránea totales (GW total), b) demandas para riego (GW riego), c) uso municipal (GW municipal), d) precipitación. Así como relaciones entre e) GW total y recarga difusa y f) recarga y precipitación. Periodo 2000-2017.....	78
Figura IV.16 Evolución temporal del índice de sequía estandarizado de 12 meses SPI (línea azul, eje derecho) y las anomalías (eje izquierdo) de humedad del suelo SM (línea verde), almacenamiento terrestre TWS (línea negra) y almacenamiento subterráneo GW (línea roja) para los plays de Texas. SPI12 derivado de CHIRPS, SM obtenido de MERRA-2, TWS de GRACE y GW estimado a partir de la ecuación 6.....	79
Figura IV.17 Distribución espacial de pozos registrados en a) FracFocus y c) IHS Enerdeq para el play Eagle Ford en el periodo 2011-2017 y la diferencia en uso de agua para FH (b y d).....	81
Figura IV.18 Correlación entre el uso de agua para FH en el play Eagle Ford derivado de IHS contra a) el volumen de apuntalante de IHS, b) longitud horizontal de los pozos de IHS y c) el volumen de agua para FH de FracFocus. Se han comparado únicamente pozos cuyo volumen de agua en IHS supera los 1,000 m ³	81
Figura IV.19 Evolución temporal de a) la longitud horizontal, b) volumen de apuntalante para FH, c) volumen de agua para FH por metro horizontal y d) volumen de apuntalante por unidad de agua para FH. La línea negra corresponde al valor promedio por año. Los datos fueron obtenidos de IHS.....	83
Figura IV.20 Distribución espacial (a y c) y evolución temporal (b y d) de la densidad de pozos estimada con FracFocus (a y b) e IHS (b y d).....	85
Figura IV.21 Distribución espacial de la longitud horizontal de los pozos y su profundidad media vertical registrados en IHS, obtenido a partir de la reconstrucción 3D de la tubería. El color de las líneas corresponde a la profundidad promedio de los segmentos horizontales.....	86

Figura IV.22 Evolución de la piezometría observada en pozos dentro (a) y pozos fuera (c) del play Eagle Ford. Los colores de los puntos están asociados con las líneas.....	87
Figura IV.23 Interacción de aguas subterráneas y superficiales expresada en función del volumen promedio anual de gasto base (renglón 1), índice de gasto base (renglón 2) y parámetro de curvas de recesión (renglón 3). La primer columna corresponde a los valores promedio de los indicadores para el periodo base (1985-2000), la segunda columna corresponde a los cambios relativos del periodo moderado (2001-2008) contra el periodo base y la tercer columna a los cambios relativos del periodo intensivo (2009-2015) respecto al periodo base.....	89
Figura IV.24 Cambios relativos de caudal base explicados a partir de cambios relativos de precipitación para el periodo intensivo respecto al base (color rojo) y periodo moderado respecto al base (color azul), para cuencas dentro (círculos) y al rededor (cuadros) del play Eagle Ford.....	90
Figura IV.25 Evaluación del modelo para generar escenarios de FH aplicado al play Eagle Ford a) número de pozos, b) volumen anual de agua para FH, c) producción de gas, d) producción de aceite, e) generación de flujo de retorno y agua producida (FP), f) uso de agua por pozo, g) longitud horizontal de pozos y h) apuntalante por pozo. Número de pozos y volumen de agua para FH se calcularon de FracFocus, la producción de gas y aceite se obtuvieron de la RailRoad Comission (RRC, 2019), el volumen anual de FP fue obtenido de Ikonnikova et al. (2017), mientras que la longitud horizontal y el apuntalante fueron estimados de IHS.....	91
Figura IV.26 Características de la zona de estudio en México a) bloques de exploración y explotación no convencionales de la CNH y áreas naturales protegidas y b) ríos principales y cuencas hidrológicas administrativas.....	95
Figura IV.27 Distribución espacial de a) usos de suelo derivados de CCI Land Cover y b) límites administrativos de acuíferos, litología y fallas principales derivados del Servicio Geológico Nacional.....	96
Figura IV.28 Evaluación de la interacción de aguas subterráneas-superficiales a partir de a) dirección de flujo subterráneo en los acuíferos someros y b) ubicación de principales manantiales y norias. La dirección de flujo no implica conexión hidráulica entre acuíferos, sino más bien la dirección preferente del agua subterránea dentro de cada acuífero. Las zonas grises implican fronteras impermeables....	98
Figura IV.29 Climatología media anual en la zona de estudio en México a) precipitación de CHIRPS, b) evapotranspiración actual de MODIS, c) recarga vertical derivada del modelo WaterGAP y d) índice de aridez derivado de MODIS y TRMM.....	101
Figura IV.30 Variación anual (a, c y e) y media mensual (b, d y f) de la climatología en toda la zona de estudio (línea negra), cuenca Río Salado (línea azul) y cuenca Río Pesquería (línea roja). Las cuencas se ubican en el mini mapa del eje g).....	102
Figura IV.31 Ubicación de las principales centrales eléctricas en la zona de estudio al noreste de México.....	104
Figura IV.32 Distribución espacial de a) concesiones de agua superficial y subterránea del REPGA, b) volumen total concesionado por acuífero, c) volumen de agua superficial concesionado por acuífero y d) volumen de agua subterránea concesionado por acuífero. El tamaño de los círculos en b), c) y d) es proporcional al volumen concesionado y los colores representan a los principales usuarios de agua. Año 2015.....	106
Figura IV.33 Disponibilidad de a) agua superficial a nivel cuenca para el año 2016 y b) agua subterránea a nivel de acuífero para el año 2016. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la CONAGUA.....	108
Figura IV.34 Nexo agua-energía actual en la zona de estudio. A la izquierda se muestran las fuentes de agua y energía, mientras que a la derecha se muestran los sectores que utilizan los recursos. El tamaño de las líneas es proporcional al total de cada color. Los números corresponden a la cantidad de agua o energía asociada a cada fuente, mientras que los porcentajes corresponden a la proporción respecto al total de la última división del diagrama.....	110
Figura IV.35 Evolución temporal del índice de sequía estandarizado de 12 meses SPI (línea azul, eje derecho) y las anomalías (eje izquierdo) de humedad del suelo SM (línea verde) y almacenamiento terrestre TWS (línea negra) para la zona total en México (a) y las cuencas del Río Salado (b) y Río Pesquería (c).....	112

Figura IV.36 Correlación entre la recarga reportada por la CONAGUA en los acuíferos de la zona de estudio (eje y) y la recarga estimada con el modelo WaterGAP para el periodo 1960-2009 (eje x). Cada columna corresponde a un estadístico de las series de tiempo de recarga en cada acuífero. La línea negra corresponde tiene una pendiente $m=1$	113
Figura IV.37 Estrés de agua subterránea ($GWS=extracciones\ totales/recarga$) para diferentes escenarios de recarga anual derivada de WaterGAP a) recarga máxima, b) percentil 75 th , c) percentil 50 th y d) percentil 25 th . Las extracciones de agua subterránea corresponden al acumulado de todas las extracciones y descarga natural, tal y como se presenta en la Tabla.A 10, en donde VCAS corresponde al volumen del REPDA.....	114
Figura IV.38 Número máximo de pozos para FH permitido por acuífero sin comprometer la disponibilidad anual. La línea azul corresponde a un escenario de recarga de la CONAGUA y la línea naranja al percentil 25 th de la recarga del modelo WaterGAP. El volumen de agua por pozo se ha considerado de 36,400 m ³ , que corresponde a uso promedio por pozo durante el 2017 en el play Eagle Ford, Texas.....	115
Figura IV.39 Proyección del precio de gas natural por HenryHub y el Banco Mundial.....	119
Figura IV.40 Acumulados anuales de las 27 simulaciones. Los escenarios y los colores de las líneas han sido separados por columna en función de los parámetros de pozos usados. Los renglones muestran la comparación de número de pozos (a, e, i), volumen de agua total utilizada para FH (b, f, j), producción de gas (c, g, k), y volumen de flujo de retorno y agua producida FP (d, h, l).....	120
Figura IV.41 Matriz de estrés de agua subterránea (GWS) ante escenarios de desarrollo de FH. Las columnas corresponden a distintos escenarios en función del volumen de agua par FH para el año 2030, mientras que los renglones corresponden a distintos escenarios de recarga del modelo WaterGAP.....	123
Figura V.1 Acuíferos transfronterizos Mex-USA y capacidad de plantas de tratamiento de aguas residuales en la zona de estudio.....	127
Figura V.2 Evolución histórica del precio de gas natural obtenido de Henry Hub. La línea color verde corresponde al precio medio anual, el color negro al precio mensual, el color rojo al pronóstico del World Bank obtenido en 2018, la línea de color azul el pronóstico de Henry Hub obtenido en al año 2018. La línea color naranja corresponde al precio mínimo mensual histórico.....	129

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Acrónimos de organizaciones, normativa y definiciones más frecuentes.....	14
Tabla 2. Descripción y equivalencia de unidades para producción de hidrocarburos y generación de energía.....	15
Tabla II.1 Recurso técnicamente recuperable (RTR) en los diez países con mayor acumulación de gas y aceite no convencionales. Fuente: EIA (2013).....	7
Tabla II.2 Características de los principales plays no convencionales de producción de gas y aceite en EUA. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la EIA (2011).....	9
Tabla II.3 Características de los plays no convencionales de producción de gas y aceite en México. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la EIA (2013).....	10
Tabla II.4 Resumen del desarrollo de FH en plays de EUA y el mundo en función del número de pozos perforados, volumen de agua por pozo y volumen total de agua usada para FH. Fuente: elaboración propia con base en múltiples publicaciones científicas.....	15
Tabla II.5 Evolución temporal del desarrollo de FH en el play Eagle Ford, Texas, para el periodo 2009-2013. Fuente: elaboración propia con base en los datos reportados por Scanlon et al. (2014b).....	18
Tabla II.6 Resumen de los impactos ambientales del FH científicamente documentados. Fuente: elaboración propia.....	19
Tabla II.7 Resumen del porcentaje de agua utilizado para FH en función de la fuente y calidad del agua. Fuente: elaboración propia con base en múltiples publicaciones científicas.....	24
Tabla II.8 Resumen de los impactos hídricos del FH científicamente documentados. Fuente: elaboración propia.....	25
Tabla II.9 <i>Agua requerida para generar energía por varias tecnologías. Fuente: Chang et al. (2016).</i>	28
Tabla III.1 Descripción de los principales portales de información consultados en esta investigación.	38
Tabla III.2 Descripción de las bases de datos de variables hidrológicas derivadas de sensores remotos o misiones satelitales utilizadas en esta investigación.....	39
Tabla III.3 Descripción de las bases de datos de variables hidrológicas derivadas de modelos de superficie utilizadas en esta investigación.....	40
Tabla III.4 Descripción de las bases de imágenes satelitales de cobertura de suelo, tipo de suelo y reflectividad utilizadas en esta investigación.....	40
Tabla III.5 <i>Descripción de las variables de las bases de datos FracFocus e IHS utilizadas para el análisis de la evolución de FH.</i>	50
Tabla III.6 <i>Curvas tipo de decaimiento propuestas por Arps.</i>	57
Tabla III.7 <i>Producciones iniciales en función de la producción acumulada de 12 meses para cada curva tipo de producción.</i>	57
Tabla IV.1 <i>Estadísticos del uso de agua, profundidad vertical y número de días requeridos para realizar el fracturamiento hidráulico en los plays de Texas. Datos obtenidos de FracFocus para el periodo 2011-2017.</i>	68
Tabla IV.2 <i>Evolución temporal y acumulado total del volumen de agua para FH y número de pozos perforados durante el periodo 2011-2017 en los plays de Texas. Datos estimados de FracFocus.</i>	72
Tabla IV.3 <i>Parámetros estimados y reportados de las curvas de producción mensual de hidrocarburos para diferentes plays de EUA.</i>	73
Tabla IV.4 <i>Parámetros estimados de curvas del volumen mensual de flujo de retorno y agua producida (FP) para diferentes plays de EUA.</i>	75
Tabla IV.5 <i>Comparación entre el volumen total de agua para FH y el número total de pozos perforados registrados en FracFocus e IHS para el periodo 2011-2017. La columna corregido corresponde al valor máximo entre ambas bases de datos.</i>	84
Tabla IV.6 <i>Características hidrogeológicas de los principales acuíferos en la zona de estudio. Fuente: elaboración propia a partir de reportes técnicos obtenidos de la CONAGUA.</i>	97
Tabla IV.7 <i>Capacidad neta y generación de energía en las principales centrales de energía eléctrica en la zona de estudio.</i>	104

Tabla IV.8 <i>Evolución temporal y proyección de la población en la zona de estudio y en las zonas urbanas de Monterrey (ZMM) y Saltillo. Fuente INEGI y proyecciones de la CONAPO.....</i>	105
Tabla IV.9 <i>Escenarios de FH establecidos a partir de la combinación de parámetros de pozos, parámetros de desarrollo económico y proyecciones del precio de hidrocarburos.....</i>	117
Tabla IV.10 <i>Parámetros de pozos extraídos de cada play de Texas para la simulación de los escenarios.....</i>	118
Tabla IV.11 <i>Resumen de escenarios de desarrollo de FH. Los escenarios en color rojo corresponden a casos no reales debido al elevado número de pozos que supera las expectativas de Escalera-Alcocer (2012).....</i>	121

PREFIJOS Y UNIDADES

En la [Tabla 1](#) se muestran los acrónimos de algunas de las organizaciones, normativa y conceptos más utilizados en esta investigación.

Tabla 1. Acrónimos de organizaciones, normativa y definiciones más frecuentes

Acrónimo	Descripción
Organizaciones y Normativa Internacional	
BEG	Bureau of Economic Geology at the Austin University, Texas
CERCLA	The Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act
CSUR	Canadian Society for Unconventional Resources
CWA	The Clean Water Act
EIA	Energy Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
FAO	Food and Agriculture Organization
RRC	Texas Rail Road Comission
SDWA	The Safe Drinking Water Act
UIC	Underground Injection Control
USGS	U.S. Geological Survey
Secretarías, Agencias y Normativa Mexicanas	
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
DOF	Diario Oficial de la Federación
PEMEX	Petróleos Mexicanos
REPDA	Registro Público de Derechos de Agua
SENER	Secretaría de Energía
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
Definiciones frecuentes	
FH	Fracturamiento Hidráulico
RTR	Recurso Técnicamente Recuperable

En la [Tabla 2](#) se muestra la equivalencia y descripción de algunas unidades utilizadas para representar la producción de hidrocarburos y la generación y demanda de energía eléctrica.

Nótese que en reportes y manuscritos de EUA se utiliza una escala numérica corta, por lo que el trillón y billón tienen una connotación diferente a la utilizada en otros países como México, en los que se utiliza una escala numérica larga, por lo que:

$$1 \text{ Trillón en EUA} = 1 \text{ Billón en México} = 10^{12} = 1,000,000,000,000$$

$$1 \text{ Billón en EUA} = 1 \text{ Miles de Millones en México} = 10^9 = 1,000,000,000$$

por lo tanto, unidades como 1Tcf (un trillón de pies cúbicos) en EUA, representa 1 Bpc (un billón de pies cúbicos) en México. En este trabajo se utiliza la escala numérica larga.

Tabla 2. Descripción y equivalencia de unidades para producción de hidrocarburos y generación de energía

Tipo	Unidad	Descripción	Equivalencia
Producción hidrocarburos	m ³	Metro cúbico	1 m ³
	Mm ³	Miles de metros cúbicos	10 ³ m ³ = 1,000 m ³
	MMm ³	Millón de metros cúbicos	10 ⁶ m ³ = 1,000,000 m ³
	Hm ³	Millón de metros cúbicos	1 Hm ³ = 1 MMm ³ = 1,000,000 m ³
	MMMm ³	Mil millones de metros cúbicos	10 ⁹ m ³ = 1,000,000,000 m ³
	Bm ³	Billón de metros cúbicos	10 ¹² m ³ = 1,000,000,000,000 m ³
	b	Barriles	1 b
	Mb	Miles de barriles	10 ³ b = 1,000 b
	MMb	Millón de barriles	10 ⁶ b = 1,000,000 b
	MMMb	Miles de millones de barriles	10 ⁹ b = 1,000,000,000 b
	Bb	Billón de barriles	10 ¹² b = 1,000,000,000,000 b
	bpd	Barriles por día	1 b día ⁻¹
	Mbpd	Miles de barriles por día	10 ³ b día ⁻¹ = 1,000 b día ⁻¹
	MMbpd	Millones de barriles por día	10 ⁶ b día ⁻¹ = 1,000,000 b día ⁻¹
	MMMbpd	Miles de millones de barriles por día	10 ⁹ b día ⁻¹ = 1,000,000,000 b día ⁻¹
	pc, ft ³	Pies cúbicos	1 cf = 1 ft ³
	Mpc	Miles de pies cúbicos	10 ³ ft ³ = 1,000 ft ³
	MMpc	Millones de pies cúbicos	10 ⁶ ft ³ = 1,000,000 ft ³
	MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos	10 ⁹ ft ³ = 1,000,000,000 ft ³
	Bpc	Billón de pies cúbicos	10 ¹² ft ³ = 1,000,000,000,000 ft ³
	gal	Galones estadounidenses	1 gal
	Mgal	Miles de galones	10 ³ gal = 1,000 gal
	MMgal	Millones de galones	10 ⁶ gal = 1,000,000 gal
	MMMgal	Mil millones de galones	10 ⁹ gal = 1,000,000,000 gal
Bgal	Billón de galones	10 ¹² gal = 1,000,000,000,000 gal	
Generación y demanda de energía	MW	Megawatt	1 MW
	GW	Gigawatt	10 ³ MW = 1,000 MW
	TW	Terawatt	10 ⁶ MW = 1,000,000 MW
	MWh	Megawatt por hora	1 MW h ⁻¹
	GWh	Gigawatt por hora	10 ³ MW h ⁻¹ = 1,000 MW h ⁻¹
	TWh	Terawatt por hora	10 ⁶ MW h ⁻¹ = 1,000,000 MW h ⁻¹

RESUMEN

La revolución de la extracción de gas y aceite en lutitas mediante fracturamiento hidráulico (FH) ha traído consigo una serie de preocupaciones sociales, ambientales e hídricas, ya que se ha identificado al FH como una actividad intensiva que requiere grandes volúmenes de agua (1,300 – 42,000 m³/pozo) en poco tiempo (~5-10 días) y que puede provocar, dentro de varias cosas, la contaminación de las fuentes de agua y un aumento en el estrés hídrico. La expansión a gran escala del FH inició en Texas y se extendió a varios estados de EUA en menos de una década, mientras que fuera de EUA sólo China, Canadá y Argentina extraen recursos no convencionales de manera comercial. Distintos estudios sugieren que México tiene una gran cantidad de recursos de gas y aceite de lutitas, almacenados principalmente en las provincias de Sabinas y Burgos, al noreste del país, región que se caracteriza además por ser árida y tener un alto estrés hídrico. Ante la perspectiva global y debido a los cambios en la reforma energética del 2014, se espera que en el noreste de México se presente un desarrollo de FH similar al de algunos plays en EUA, sin embargo, se desconocen las alteraciones que podrían causar las demandas adicionales de agua para satisfacer las necesidades de la industria gasera y petrolera no convencional. Por tal motivo, en este estudio se evaluaron los posibles impactos en el nexo agua-energía asociados a actividades del FH en el play transfronterizo Eagle Ford, ubicado a lo largo de las provincias Sabinas y Burgos, en los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas. Para ello, se ha desarrollado una metodología que aprovecha la información reportada en otros plays para generar escenarios de desarrollo de extracción de FH en plays emergentes al simular de manera conjunta el volumen de agua para FH, la producción de hidrocarburos, la generación de flujo de retorno y agua producida, entre otras variables. El estudio realizado se dividió en dos etapas, en donde la primera consistió en analizar el desarrollo histórico y los impactos hídricos del FH durante el periodo 2011-2017 en los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y la cuenca Pérmica (o Permian, en inglés), en Texas, los cuales presentan características geológicas similares al Play Eagle Ford en México. La segunda etapa consistió en usar los estadísticos de los plays de Texas y la información recopilada de otras investigaciones para generar 27 escenarios de desarrollo de FH a partir de una combinación de parámetros de pozos, tasas de perforación de pozos y precio de hidrocarburos, esto con el objetivo de evaluar los impactos asociados al FH. Para determinar la línea base de los recursos hídricos en Texas y México, se utilizaron registros de estaciones en tierra y datos de agencias gubernamentales en conjunto con datos derivados de percepción remota y modelos terrestres globales para tener una mejor perspectiva de la variabilidad espacio-temporal y la disponibilidad del agua. Los resultados obtenidos indican un incremento en el uso de agua por pozo para FH en los últimos años, principalmente en el play Eagle Ford y la cuenca Permian, en donde el volumen promedio de agua incrementó de los ~14,220 a ~36,415 m³/pozo y ~3,710 a ~41,330 m³/pozo, respectivamente. El análisis hidrológico sugiere que durante el periodo intensivo de desarrollo de FH en los plays de Texas se presentó una sequía extraordinaria que afectó en gran medida el almacenamiento de agua superficial y subterránea durante más de un año, lo que generó una disminución de aportación de acuíferos someros y una reducción en el flujo base en ríos. Ante estos eventos, los impactos hídricos del FH fueron menos evidentes, pero se estima que el efecto acumulado de las demandas de distintos usuarios (principalmente la agricultura) en conjunto con las demandas de agua para FH incrementaron el estrés hídrico en las regiones con mayor intensidad de desarrollo. En el caso de México, se determinó que no existe disponibilidad superficial suficiente para cubrir demandas adicionales de agua, mientras

que la disponibilidad de agua subterránea depende de la variabilidad climática, pues en periodos húmedos se estima que la disponibilidad sería suficiente para suministrar agua a ~4,000 pozos en un año, sin embargo, en periodos secos, se podría suministrar a menos de ~520 pozos al año. Adicionalmente, a pesar de que existe disponibilidad en algunos acuíferos de la región, se estima que a escala local y semi-regional, existe un déficit de agua subterránea, pues en general son mayores las extracciones y volúmenes concesionados que la recarga difusa. La generación de escenarios en México apunta a que el desarrollo más intensivo, en función del volumen de agua requerida para FH, se podría generar a partir de una evolución similar al play Eagle Ford, Texas. Los resultados sugieren que se podría llegar a necesitar un volumen de agua de 82.6 Hm³ en el año más intensivo y un volumen acumulado total para los 10 años simulados de ~470 Hm³, asociado a 14,137 pozos. Para el escenario más intensivo simulado, se espera que las demandas de agua para FH representen el ~7% de las concesiones totales de agua subterránea, ~9% de las concesiones de agua subterránea para riego y el ~73% de las concesiones subterráneas para uso público urbano. En este sentido, el agua para FH podría competir con el agua para consumo humano, por lo que el manejo adecuado de los recursos hídricos será fundamental para evitar los conflictos y efecto negativos asociados a la extracción de gas de lutitas. Por otro lado, la metodología desarrollada en esta investigación puede ser aplicada en otras partes del mundo para evaluar las implicaciones hídricas del desarrollo de FH en plays emergentes.

ABSTRACT

The shale gas/oil revolution that involves hydraulic fracturing (HF) has increased multiple social, environmental and water concerns, since HF has been identified as an intensive activity that requires large water volumes (1,300-42,000 m³/well) during short periods (~5-10 days) and is related to contamination of freshwater sources and an increase in water stress. The large-scale expansion of the HF started in Texas and spread to several U.S. states in less than a decade, while outside U.S., only China, Canada and Argentina commercially extract unconventional resources. Different studies suggest that Mexico has large amounts of shale oil and gas resources, contained mainly across the petroleum provinces of Sabinas and Burgos, at the country's northeast, an arid region that exhibit high water stress. Following the global perspective and the changes in the Mexican energy reform of 2014, it is expected that the northeast of Mexico will experiment a HF development similar to some plays in the US, however, the alterations associated to HF water demands remains unknown. In this study, the potential impacts associated to HF development on the water-energy nexus in the transboundary Eagle Ford play, located across the Sabinas and Burgos provinces, in the states of Coahuila, Nuevo León and Tamaulipas were assessed. In order to accomplish this, methodology was developed in order to gain advantage of the information reported in other plays to generate HF extraction development scenarios in emerging plays by modeling the volume of water use for HF, hydrocarbon production, flowback and produced water, among other variables. This study was divided into two sections, the first step aims to analyze the historical development and water impacts of the HF during the period 2011-2017 across the plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville and the Permian Basin, in Texas, which are geologically similar to the play Eagle Ford in Mexico. In the second step, statistics from Texas plays and information from other research were used to generate 27 HF development scenarios considering a combination of well parameters, well drilling rates and hydrocarbon prices in order to evaluate the possible impacts associated to the HF in Mexico. The baseline of water resources was estimated using records from ground stations, government agency datasets and data derived from remote sensing and land surface global models to improve the perspective of spatio-temporal variability and water availability. The results indicated an increase in the use of water use per well for HF in recent years, mainly in the Eagle Ford play and the Permian basin, where the average volume of water increased from ~14,220 to ~36,415 m³/well and from ~3,710 to ~41,330 m³/well, respectively. The hydrological analysis suggests that during the intensive period of HF development in Texas plays, an extraordinary drought affected the surface and groundwater storages over a year, decreasing groundwater discharge from shallow aquifers to rivers. Under the drought-driven decline of water availability and the increase on water demands, the water impacts of HF were less evident, but it was estimated that the cumulative effect of the demands of different users (mainly agriculture) in conjunction with water demands for HF increased water stress in regions with high well density. In the case of Mexico, it was estimated that surface water availability is insufficient to meet additional water demands, while the availability of groundwater depends on climatic variability, since it was estimated that during wet periods, the water availability would be enough to supply water to ~4,000 HF wells per year, however during dry periods less than ~520 wells per year could be drilled. Despite the water availability in some aquifers of the region, it was estimated that the study area is under water stress, since the abstractions are greater than the diffuse recharge. The scenarios generated in Mexico suggests that under the most intensive development, in terms of the water required for HF, could be observed following an evolution similar to the play Eagle Ford, Texas, with a water volume of 82.6 Hm³

during the most intensive year and a 10-year cumulative volume of $\sim 470 \text{ Hm}^3$, associated to 14,137 wells. For the most intensive scenario, water demands for FH are expected to represent $\sim 7\%$ of total groundwater rights, $\sim 9\%$ of groundwater rights for irrigation, and $\sim 73\%$ of groundwater rights for municipal use. In that sense, water demands for HF could compete with human consumption demands, highlighting the importance of sound water resources management to avoid conflicts and negative effects associated with shale gas extraction. On the other hand, the methodology developed in this research can be applied in other parts of the world to evaluate the implications of HF development in emerging plays.

I. INTRODUCCIÓN

Los avances en tecnología de las últimas décadas han permitido la explotación de yacimientos de gas y aceite de formaciones de lutitas poco permeables, ricas en materia orgánica (Nicot y Scanlon, 2012). En particular, el gas de lutitas (*shale gas*, en inglés), o también conocido como gas no convencional, representa una importante fuente de energía debido a su elevado contenido de metano (Norton Rose Fulbright, 2013), por lo que se ha perfilado como un importante sustituto del carbón para generación de energía (Rosa *et al.*, 2018).

Debido a la baja permeabilidad, el gas y aceite atrapados en los yacimientos de lutitas no pueden fluir libremente, por lo que para su extracción se requiere de una técnica conocida como fracturamiento hidráulico (FH) o *fracking*. El FH es una técnica petrolera desarrollada desde finales de los 40's, pero no fue sino hasta la década de los 80's y 90's que mediante perforaciones desviadas, inclinadas y horizontales, se logró la producción comercial en yacimientos profundos de Estados Unidos de América (EUA) (EIA, 2011; Nicot y Scanlon, 2012). El FH consiste en una serie de perforaciones verticales que se realizan hasta llegar a la cima estratigráfica de la lutita, a partir de donde cambia su dirección para volverse horizontal a lo largo de formación geológica. Para la liberación del hidrocarburo se inyecta un fluido presurizado compuesto principalmente de agua, arena y sustancias químicas para inducir fracturas y liberar el hidrocarburo (Oil Marathon, 2014).

El uso de FH para extraer gas y aceite de lutitas ha causado preocupación a nivel mundial pues se le percibe como una práctica intensiva en uso de agua (Pacsi *et al.*, 2014; Scanlon *et al.*, 2017; Scanlon *et al.*, 2014; Walker *et al.*, 2017). Investigaciones previas en EUA reportan que el para el proceso del fracturamiento hidráulico, un pozo puede llegar a requerir de ~1,300 a ~42,000 m³ en un periodo de 4 a 8 días (Nicot y Scanlon, 2012; Goodwin *et al.*, 2014; Gallegos *et al.*, 2015; Kondash y Vengosh, 2015; Chen y Carter, 2016; Horner *et al.*, 2016; Oikonomou *et al.*, 2016; Scanlon *et al.*, 2016 y 2017; Ikonnikova *et al.*, 2017; Walker *et al.*, 2017; Kondash *et al.*, 2018; Hernández-Espriú *et al.*, 2019b).

Además, al FH se le han asociado diversos problemas ambientales, tales como degradación del suelo y pérdida de hábitat (Pierre *et al.*, 2015; Slonecker *et al.*, 2012; Thompson *et al.*, 2015), sismicidad inducida por inyección de agua tratada y agua producida (Hennings *et al.*, 2019; Atkinson *et al.*, 2016; Frohlich, 2012), contaminación de agua superficial y subterránea por descarga o fugas de aguas residuales (Vengosh *et al.*, 2014; Vidic *et al.*, 2013; Warner *et al.*, 2013), entre otras (WRI, 2014).

Vengosh *et al.* (2014) indican que cuatro son los riesgos potenciales en EUA derivados del desarrollo del gas y aceite de lutitas: la contaminación de acuíferos someros por migración de gases, contaminación de fuentes superficiales y subterráneas de agua por tratamiento inadecuado del flujo de retorno y agua producida, acumulación de elementos tóxicos y radioactivos en el suelo o en ríos cercanos a las zonas de disposición de aguas tratadas, sobre-extracción de agua para cumplir con

las demandas de agua para FH que pueden competir con otros usuarios, especialmente en zonas áridas y semiáridas.

Los impactos hídricos del FH están principalmente asociados con la reducción de gasto base en ríos (Arciniega-Esparza *et al.*, 2017; Barth-Naftilan *et al.*, 2015), abatimientos locales de agua subterránea (Scanlon *et al.*, 2014a; USEPA, 2015) y conflictos con otros usuarios del agua, principalmente para consumo humano y riego (Horner *et al.*, 2016; Scanlon *et al.*, 2017; Walker *et al.*, 2017).

A pesar de que la extracción de hidrocarburos convencionales con pozos verticales también requiere un cierto volumen de agua, se ha encontrado que los pozos horizontales que usan fracturamiento tienden a requerir mucha más agua, sin embargo, el volumen de agua por unidad de energía producida es menor en pozos horizontales (Goodwin *et al.*, 2013; Scanlon *et al.*, 2014a). Por otro lado, en los últimos años se ha observado un incremento en el uso de agua por pozo para satisfacer las demandas de FH en los plays más importantes de EUA (Ikonnikova *et al.*, 2017; Kondash *et al.*, 2018).

A nivel mundial, se han identificado reservas de gas y aceite no convencionales en 137 yacimientos de lutitas, repartidos en 42 países, y con un volumen estimado de cerca de 206 Bm³ de gas natural y cerca de 345 MMMb de aceite (EIA, 2013), de los cuales el ~40% se encuentra en zonas áridas o semiáridas con alto estrés hídrico, con clima extremadamente variable o en zonas agrícolas de gran demanda de agua (EIA, 2013 ; WRI, 2014).

Se estima que, cerca del 80% de los recursos de gas de lutitas se concentra en 10 países, en donde se encuentran China, Argentina, EUA, Canadá, México, Rusia y Brasil, entre otros. Sin embargo, sólo en EUA, Canadá, China y Argentina se producen hidrocarburos no convencionales de forma comercial (Annevelink *et al.*, 2016), el resto de los plays a nivel mundial permanece aún sin desarrollo o con una baja actividad de extracción debido principalmente a la caída del precio del petróleo en 2016 y a prohibiciones derivadas del conocimiento de los impactos ambientales (Ikonnikova *et al.*, 2017; Hernández-Espriú *et al.*, 2019b).

En el caso de México, el USGS y Petróleos Mexicanos (PEMEX) identificaron recursos importantes de gas de lutitas de las eras Jurásico y Cretácico, con un volumen que ronda los ~23.47 Bm³, principalmente contenido al noreste del país, en las cuencas sedimentarias Burgos y Sabinas (USGS, 2014). A pesar de ello, en los últimos años, México ha sido un importador de gas natural, con el cual provee el 40% de la energía total generada en el país (EIA, 2015). Después de un periodo de recesión en la producción de hidrocarburos en algunas de las plataformas petroleras más importantes del país, el gobierno promulgó reformas energéticas para permitir la extracción de gas y aceite de yacimientos no convencionales de lutitas, con participación abierta a empresas nacionales y extranjeras (DOF, 2013).

En México la extracción de recursos no convencionales de yacimientos de lutitas se encuentra en fase exploratoria, en la que se han perforado cerca de 20 pozos de FH (Stevens y Moodhe, 2015). En este sentido, se espera un importante desarrollo de extracción de gas y aceite de lutitas en México mediante el uso de FH, similar al de algunos de los plays en EUA. Por otro lado, se esperan retos importantes entorno al uso de FH y al desarrollo de recursos no convencionales, debido

principalmente a prohibiciones por parte del gobierno, falta de infraestructura, e inseguridad, entre otros (EIA, 2015; Stevens y Moodhe, 2015).

I.1. OBJETIVOS

El objetivo principal de esta tesis es cuantificar, por primera vez, los potenciales impactos hídricos en el noreste de México debido a escenarios de desarrollo de extracción de gas de lutitas mediante fracturamiento hidráulico en las cuencas petroleras Sabinas y Burgos, usando datos abiertos de agencias gubernamentales y datos derivados de sensores remotos y modelos globales.

Como objetivos particulares, se busca:

- Analizar la evolución espacio-temporal de actividades de fracturamiento hidráulico en plays desarrollados de EUA, en términos de número de pozos, volumen de agua para FH, así como otras variables asociadas a los requerimientos de agua.
- Evaluar los impactos hídricos de las actividades de FH en términos de demandas de agua y alteraciones hidrológicas en plays desarrollados de EUA, en particular en el play Eagle Ford, Texas.
- Caracterizar las fuentes de agua y generar la línea base de las condiciones hidrológicas e hidrogeológicas actuales de los play Eagle Ford, ubicado en las cuencas petroleras Sabinas y Burgos, México.
- Generar una metodología que permita extrapolar las condiciones históricamente observadas en plays desarrollados para generar escenarios de desarrollo de extracción de gas y aceite no convencional mediante FH, y aplicarlo al área de interés en México.
- Generar escenarios de desarrollo de FH en el play Eagle Ford, México, y evaluar los impactos hídricos asociados para determinar estrategias de gestión que permitan reducir los consumos hídricos observados en los plays de EUA.

I.2. ESTRUCTURA DE LA TESIS

Este trabajo está integrado de ocho capítulos que comprenden:

- **Capítulo II. Marco Teórico:** expone una revisión de conceptos fundamentales relacionados con el fracturamiento hidráulico, tales como principios del fracturamiento, ciclo del agua en el FH, volúmenes de agua reportados, impactos ambientales e hídricos documentados, así como el estado actual de desarrollo en México.

- **Capítulo III. Metodología y Herramientas:** presenta las herramientas computacionales, bases de datos, ecuaciones y métodos adoptados para cumplir con los objetivos antes mencionados.
- **Capítulo IV. Evaluación de Impactos Hídricos asociados al FH:** se presentan los resultados obtenidos con la metodología. Los resultados se dividen en dos partes, el análisis de la evolución histórica del FH y sus impactos hídricos asociados en los plays de Texas, y el análisis de los posibles impactos en México.
- **Capítulo V. Discusión:** los resultados obtenidos son comparados con otras investigaciones, así mismo, se revisa información adicional que permita entender aspectos relacionados con el manejo de los recursos hídricos ante escenarios de desarrollo de FH en México.
- **Capítulo VI. Conclusiones y Trabajo Futuro:** con base en los resultados y discusiones, se establecen las conclusiones a las que se llegan en esta investigación, así mismo, se plantea el trabajo futuro y las oportunidades para mejorar el análisis aquí presentado.
- **Capítulo VII. Anexos:** se presenta información adicional de los antecedentes, metodología y resultados adicionales obtenidos en la investigación.
- **Capítulo VIII. Referencias citadas:** presenta las investigaciones científicas, reportes, bases de datos y portales de información consultados en esta investigación.

II. MARCO TEÓRICO

II.1. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

A escala global, se han encontrado reservas importantes de aceite y gas natural atrapado en formaciones de lutitas de baja permeabilidad, clasificadas como yacimientos no convencionales. Las características de estos yacimientos difieren de los yacimientos convencionales en términos de litología, espesores, petrofísica, porosidad, permeabilidad, entre otras propiedades (Hammes et al., 2014). Los recursos de gas natural atrapado en los yacimientos no convencionales se han detectado como una fuente importante de energía que podría sustituir al carbón para la generación de energía. A escala mundial, EUA, China, Canadá y Argentina son los principales productores de gas no convencional, sin embargo, se espera que distintos países inicien una producción comercial, como es el caso de México.

II.1.1. Generalidades

Hace medio siglo, la exploración petrolera en el mundo se centró en las áreas que cumplían con los elementos del sistema petrolero descrito por Magoon y Beaumont (1999), quienes propusieron el concepto de *play petrolero* como un grupo de campos petroleros controlados por condiciones geológicas análogas, es decir, características similares de roca almacenadora (roca que almacena hidrocarburos), roca generadora (roca que genera hidrocarburos a partir de la descomposición y transformación de materia orgánica), roca sello (rocas de baja permeabilidad que impiden el paso del hidrocarburo), la ruta de migración y la trampa petrolera. A este concepto se le conoce como *yacimiento petrolero convencional* o *yacimiento convencional*.

Ante la falta de alguno de los elementos, el sistema petrolero se clasifica como *yacimiento no convencional*, que implica que debe ser estudiado y explotado con técnicas diferentes a las que se utilizan en los sistemas petroleros convencionales. Así mismo, los recursos de hidrocarburos contenidos en yacimientos convencionales se conocen como *recursos convencionales*, mientras que a los contenidos en yacimientos no convencionales se les conoce como *recursos no convencionales*.

Para finales de los 70's, diferentes petroleras y equipos de investigación (principalmente de EUA) comenzaron a detectar que la propia roca generadora era al mismo tiempo la roca almacenadora y la roca sello, causado por la descomposición de la materia orgánica. Con estos descubrimientos, se reveló que existían enormes cantidades de gas y/o aceite en la propia roca que generó el hidrocarburo.

Las rocas que contienen este tipo de hidrocarburos no convencionales están constituidas por sedimentos arcillosos consolidados, llamados lutitas (*shales*, en inglés) de muy baja permeabilidad, ubicadas a grandes profundidades (~1 a 5 km). En particular, el gas generado en este tipo de rocas constituye una fuente importante de energía ya que las altas temperaturas y presiones convirtieron al

carbón contenido en las lutitas en gas compuesto con ~80% de metano (Norton Rose Fulbright, 2013).

Es por ello que los yacimientos no convencionales se refieren también como yacimientos de gas y/o aceite en lutitas, o yacimientos de gas y aceite en arenas compactas (*tight oil*). Así mismo, al gas y aceite contenido en este tipo de formaciones se les conoce como gas no convencional (*unconventional gas*) y aceite no convencional (*unconventional oil*), respectivamente. De aquí parte una definición más formal de los yacimientos no convencionales, como aquellos que acumulan hidrocarburos (aceite, hidrocarburo líquido, gas natural seco, gas condensado) contenidos en rocas de baja permeabilidad, que representan la roca generadora del sistema petrolero convencional.

II.1.2. Yacimientos no convencionales en el mundo

A nivel mundial, la *US Energy Information Administration* (EIA, 2013) reportó que se han encontrado 95 cuencas petroleras no convencionales y más de 137 yacimientos de lutitas en 42 países, con un volumen estimado de recursos técnicamente recuperables (RTR) de ~206 Bm³ de gas natural y cerca de ~345 MMMb de aceite, en donde, los RTR se refieren a aquellos recursos que pueden ser extraídos con la tecnología actual, sin considerar el costo económico de la producción.

Sin embargo, los RTR estimados presentan mucha incertidumbre debido a la poca información disponible a nivel internacional, por lo que existen esfuerzos de agencias de EUA con otros países para obtener información más detallada, principalmente en plays emergentes. En la [Figura II.1](#) se presentan las cuencas petroleras de lutitas en color rosa, mientras que los plays de lutitas se muestran en color azul.

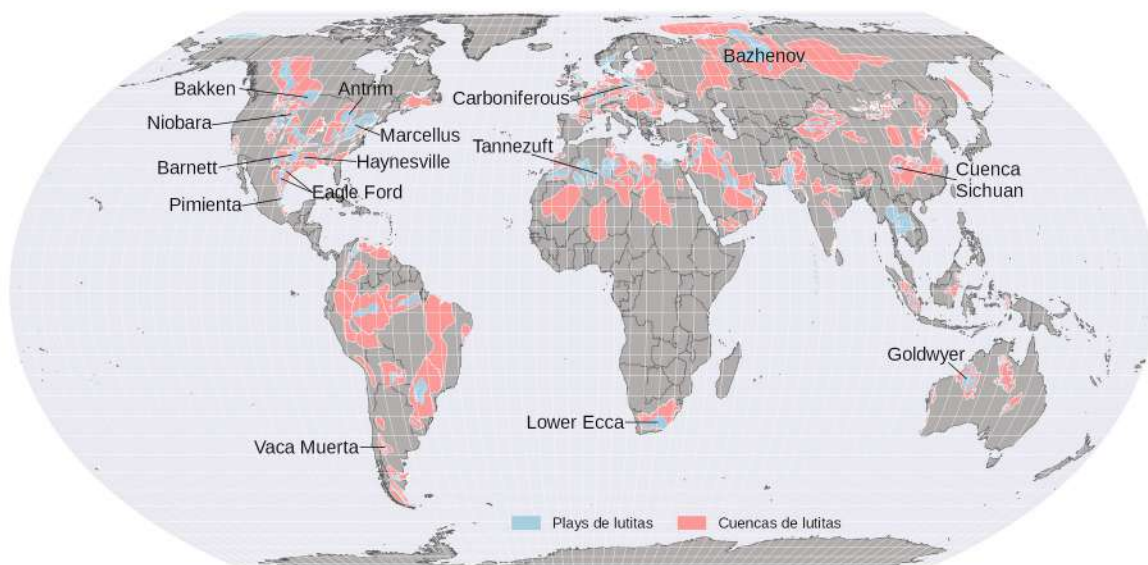


Figura II.1 Principales plays de gas y aceite de lutitas en el mundo. Fuente: elaboración propia basada en datos de la EIA.

Los *plays* hacen referencia a un área de la cuenca petrolera en donde el hidrocarburo puede ser económicamente extraído (WRI, 2014), es por ello que la mayoría de las actividades petroleras asociadas a la extracción de gas y aceite no convencionales se limitan principalmente a los *plays*.

El 80% de los RTR de gas no convencional se concentra en 10 países, en donde figura China en primer lugar (con 32 Bm³), EUA en cuarto lugar (con 19 Bm³) y México en sexto lugar (con 15 Bm³). Por otro lado, Rusia y EUA lideran el ranking de los países con mayor RTR de aceite, con volúmenes de 75 y 58 MMMb, respectivamente, tal y como se muestra en la Tabla II.1. Por otro lado, actualmente sólo EUA, China y Canadá son productores intensivos de gas y aceite no convencional a nivel mundial.

Tabla II.1 Recurso técnicamente recuperable (RTR) en los diez países con mayor acumulación de gas y aceite no convencionales. Fuente: EIA (2013)

No	País	Gas [Bm ³]	Aceite [MMMb]
1	China	32	32
2	Argentina	23	27
3	Argelia	20	5.7
4	E.U.A.	19	58
5	Canadá	16	9
6	México	15	13
7	Australia	12	18
8	Africa del sur	11	0
9	Rusia	8	75
10	Brasil	7	5.4
Total global:		206	335

II.1.3. Yacimientos no convencionales en EUA

EUA cuenta con el historial de producción de gas y aceite no convencionales más extenso en el mundo. La extracción de gas de lutitas a gran escala inició en el *play* Barnett, Texas, en el año 2000, cuando la *Mitchell Energy and Development Corporation* experimentó durante la década de los 80's y 90's para obtener gas de lutitas profundas de manera comercial y, ante su éxito, múltiples empresas entraron en el *play* (EIA, 2011). Posteriormente, la extracción masiva de gas de lutitas se pasó a los *plays* Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford, Eagle Ford, entre otros.

En la Figura II.2 se muestran las principales cuencas y *plays* de lutitas en EUA, así como los recursos técnicamente recuperables (RTR) de gas y aceite estimados por la EIA (2011). Mientras que la EIA (2013) reporta que EUA cuenta con volúmenes de 19 Bm³ y 58 MMMb de gas y aceite (Tabla II.1), respectivamente, un previo análisis de la EIA (2011) reportó que tales volúmenes eran de 21.23 Bm³ y 24 MMMb (Tabla II.2).

El *play* con las mayores reservas de gas de lutitas en EUA es el *play* Marcellus (Figura II.2), ubicado entre Pensilvania y Nueva York, dentro de la cuenca Appalachian, y cuenta con una reserva

de $\sim 11.6 \text{ Bm}^3$ de gas ($\sim 55\%$ del total). El play tiene un área de $\sim 27,615 \text{ km}^2$, con una profundidad y espesor promedios de 2,057 m y 38 m, respectivamente.

El estado de Texas posee cerca del 23% del total de gas de lutitas (4.84 Bm^3) distribuidos en los plays Haynesville, que presenta una reserva del 44% del total a nivel estatal, el play Barnett con el 25%, el play Barnett-Woodford con el 19% y el play Eagle Ford con el 12% (Figura II.2). De los cuatro, los plays Haynesville y Barnett-Woodford se encuentran a una profundidad promedio de 3,100-3,600 m, mientras que los plays Barnett y Eagle Ford se encuentran entre los 2,100-2,200 m. La formación Barnett-Woodford es la de mayor espesor, con $\sim 122 \text{ m}$, seguida del play Barnett.

Por otro lado, el play Monterey-Santos, en California, es el que contiene las mayores reservas de aceite en el país, con 15 MMMb ($\sim 63\%$ del total). El play es de los más pequeños en extensión comparado con los demás mostrados en la Tabla II.2, sin embargo, es el de mayor espesor ($\sim 570 \text{ m}$).

El 27% restante de las reservas de aceite no convencional se encuentran distribuidos principalmente entre el play Bakken, que se comparte entre Canadá y EUA, con un RTR de aceite de 4 MMMb. Por su parte, el play Eagle Ford presenta una reserva de 3 MMMb de aceite.

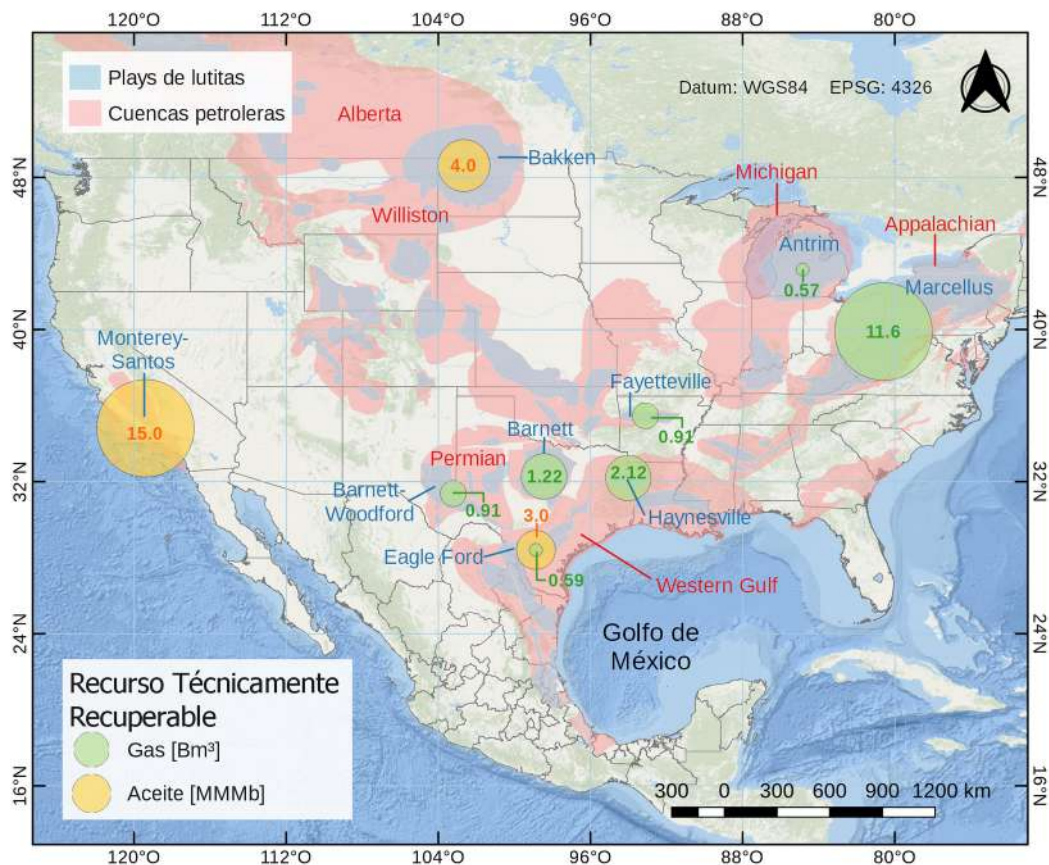


Figura II.2 Principales plays de gas y aceite de lutitas en EUA. Fuente: elaboración propia basada en datos de la EIA.

Tabla II.2 Características de los principales plays no convencionales de producción de gas y aceite en EUA.
Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la EIA (2011)

Formación de Lutitas	Área [Km ²]	Profundidad [m]	Espesor [m]	Porosidad [%]	TOC [wr. %]	RTR Gas [Bm ³]	RTR Aceite [MMMb]
Marcellus	27615	2057	38	8	12	11.60	0
Antrim	31080	427	29	9	11	0.57	0
Haynesville	9257	3658	76	8.5	2.25	2.12	0
Eagle Ford*	8606	2134	61	9	4.24	0.59	3
Fayetteville	23310	1219	34	5	6.9	0.91	0
Barnett	10554	2286	91	5	-	1.22	0
Barnett-Woodford	6970	3109	122	-	5.5	0.91	0
Bakken	16892	1829	7	8	68	0.00	4
Monterrey/Santos	4540	3430	571	11	6.5	0.00	15
E.U.A. Total						21.23	24

* Promedio de las zonas de aceite, gas seco y gas húmedo

* TOC: Carbón Orgánico Total en porcentaje de peso [wt %]

II.1.4. Yacimientos no convencionales en México

Las exploraciones de PEMEX (2013) identificaron cinco provincias de lutitas con contenido rico en materia orgánica marina en rocas del Jurásico y Cretácico (Figura II.3 y Tabla II.3), con recursos importantes de gas de lutitas: play Eagle Ford-La Casita, en la cuenca sedimentaria Sabinas, entre los estados de Chihuahua y Nuevo León; el play Eagle Ford-Titoniano, que se encuentra en la cuenca Burgos, localizada al noreste de Coahuila, norte de Nuevo León y Tamaulipas; el play Pimienta, que se localiza entre las cuencas sedimentarias Tamaulipas y Tampico, en los estados de Tamaulipas, San Luis, Hidalgo, norte de Puebla y Veracruz; y el play Maltrata, que se localiza en la cuenca sedimentaria Veracruz, en el estado del mismo nombre.

Escalera-Alcocer (2012) reportó que la provincia petrolera Tampico-Misantla contiene un volumen de 30.7 MMMb de aceite, las provincias Tampico-Misantla, Burgos y Burro-Picachos contienen un volumen de gas húmedo de ~1.05 Bm³ (36.8 Bpc), mientras que las reservas de gas seco están contenidas principalmente en las provincias Burgos, Burro-Picachos y Sabinas, con un volumen de 2.96 Bm³ (104.7 Bpc). La USGS (2014) en conjunto con PEMEX han determinado que en México, el volumen de gas no convencional puede variar de ~7.43 a 44.63 Bm³, con un valor medio de ~23.47 Bm³, esto sin considerar la cuenca petrolera de Veracruz.

Por su parte, la EIA (2013) estima un RTR de gas de lutitas de ~15.43 Bm³ (~545 Bpc), en donde el 66% del gas no convencional se concentra en la cuenca Burgos, la cual tiene un a profundidad promedio de ~2,500 m y un espesor orgánicamente rico (EOR) de entre 60 y 150 m (ver Tabla II.3).

El ~25% de los RTR de gas de lutitas se concentran en la cuenca Sabinas, que se encuentra a una profundidad promedio de ~3,100 m con espesor orgánicamente rico de ~150 a 240 m. El ~9% del gas de lutitas se localiza en la cuenca Tampico-Misantla, a ~2,000 m de profundidad y con un EOR de ~150 m.

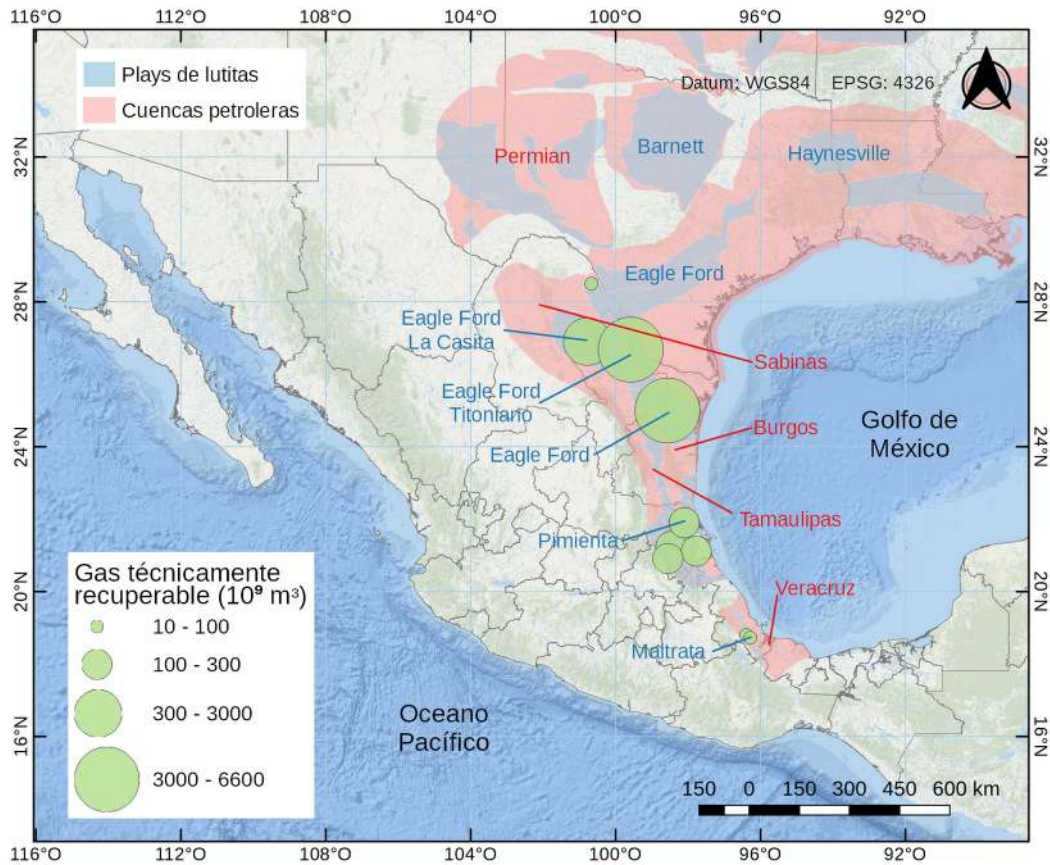


Figura II.3 Principales plays de gas y aceite de lutitas en México. Fuente: elaboración propia basada en datos de la EIA y la USGS.

Tabla II.3 Características de los plays no convencionales de producción de gas y aceite en México. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la EIA (2013).

Cuenca	Formación	Era geológica	Área [km ²]	EOR* [m]	Profundidad [m]	Recurso	RTR [MMMm ³]
Burgos	Eagle Ford	M.-S. Cretáceo	1554	61	1067	Gas Asociado	26
			25900	61	2286	Gas Húmedo	3160
	17353	91	3200	Gas Seco	6519		
	Tithonian	S. Jurásico	17353	152	3505	Gas Seco	1427
Sabinas	Eagle Ford	M.-S. Cretáceo	24605	152	2743	Gas Seco	2837
	Tithonian La Casita	S. Jurásico	24605	244	3505	Gas Seco	668
Tampico	Pimienta	Jurásico	23310	152	1676	Gas Asociado	133
			7900	152	1890	Gas Húmedo	269
			4015	152	2438	Gas Seco	255
Tuxpan	Tamaulipas	I.-M. Cretáceo	2590	91	2408	Gas Asociado	20
	Pimienta	Jurásico	2590	152	2591	Gas Asociado	23
Veracruz	Maltrata	S. Cretáceo	1450	91	3353	Gas Asociado	14
			1036	91	3505	Gas Seco	82

EOR*: espesor orgánicamente rico; RTR: recurso técnicamente recuperable.

II.2. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO FH

Debido su baja permeabilidad de las lutitas, el gas atrapado en los yacimientos no convencionales debe ser extraído con una técnica conocida como *fracturamiento hidráulico* (FH), la cual consiste en el fracturamiento de la roca mediante la inyección de fluido a muy alta presión, fracturando la roca y liberando el hidrocarburo.

El fracturamiento hidráulico es una técnica que ha sido mejorada por más de medio siglo, sin embargo, fue hasta la década de los 80's que la innovación tecnológica permitió su masificación en Texas, y posteriormente en gran parte de EUA.

Por otro lado, el fluido del fracturamiento hidráulico está compuesto principalmente por agua y una pequeña porción de arena y una mezcla química. Se ha estimado que los pozos para extracción de gas y/o aceite no convencionales consumen hasta ~5 veces más agua que la que se utiliza para la extracción de hidrocarburos convencionales.

Esto ha causado preocupación pues se percibe al FH como una práctica intensiva en consumo de agua en un corto periodo, además de que en los últimos años se ha observado una tendencia hacia el aumento del volumen de agua requerido para el FH. Así mismo, se han asociado diversos impactos ambientales negativos al desarrollo del gas y aceite no convencionales, en gran medida por el proceso de fracturamiento y por su ciclo del agua asociado.

II.2.1. Principios del FH

El fracturamiento hidráulico (FH) o *fracking*, es una técnica petrolera desarrollada para la extracción de hidrocarburos en formaciones poco permeables para las cuales, la extracción convencional mediante pozos verticales no puede ser utilizada (Norton Rose Fulbright, 2013). A pesar del reciente incremento en su aplicación para la producción masiva de gas de lutitas en yacimientos no convencionales de EUA, la técnica de FH ha sido desarrollada y mejorada desde la década de los 40's, sin embargo, fue hasta la década de los 80's y 90's que los avances tecnológicos permitieron que en el play Barnett, Texas, se lograra la producción comercial de yacimientos profundos de lutitas (EIA, 2011; Nicot y Scanlon, 2012).

El proceso del FH en yacimientos no convencionales se muestra en la [Figura II.4](#). El primer paso en el proceso es la construcción del pozo, que implica distintas etapas, como la preparación del sitio, para lo cual se construyen plataformas de perforación con un área aproximada de 22,500 m², así como la perforación del pozo, que implica la colocación de recubrimientos de concreto para proteger a los acuíferos de los contaminantes derivados del proceso del fracturamiento (Oil Marathon, 2014).

Los pasos subsecuentes son: 2) la perforación del pozo se realiza de forma vertical hasta la cima estratigráfica de la formación de lutitas, en donde se vuelve horizontal a lo largo del estrato para incrementar la producción; 3) la perforación lateral se extiende a través de la formación y se inyecta un fluido a altas presiones que circula por la tubería con el objetivo de fracturar la roca y liberar el

hidrocarburo atrapado en las fisuras que originalmente no estaban conectadas, este proceso se realiza en múltiples etapas a lo largo de la longitud horizontal del pozo; 4) el material apuntalante (normalmente arena) entra en las fracturas para mantenerlas abiertas y así, estimular la liberación del hidrocarburo; 5) se realiza la recuperación de fluidos que circulan por la tubería principal y/o secundaria hacia la superficie por diferencia de presiones.

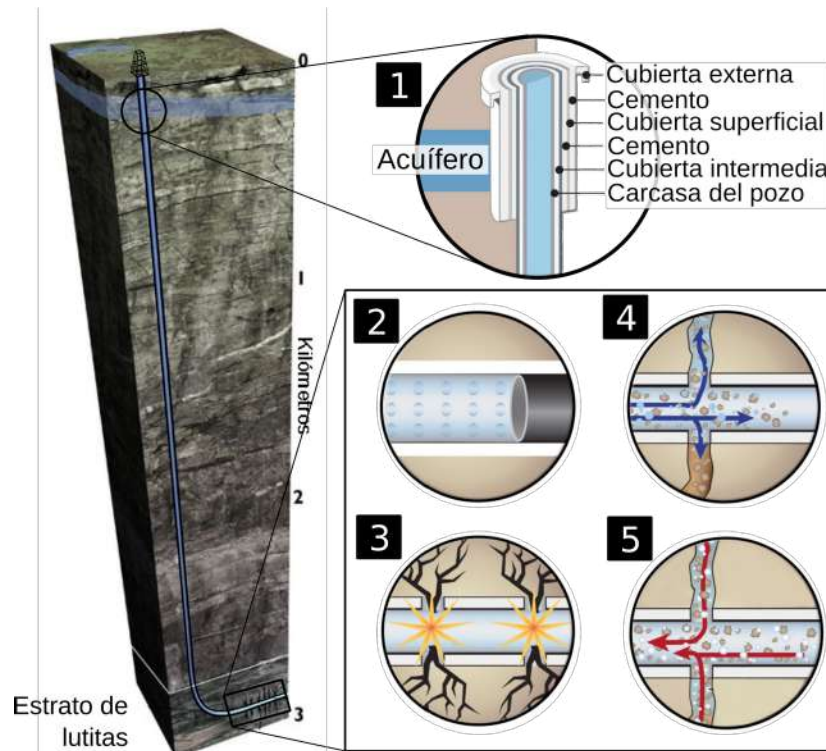


Figura II.4 Esquema del proceso de fracturamiento hidráulico para explotar gas y/o aceite no convencionales. Fuente: editado de GSI (2015).

Por otro lado, el fluido inyectado para el fracturamiento se compone de fluidos-base, apuntalantes y aditivos químicos, cuya proporción depende del objetivo de la fracturación, la geología y las prácticas del operador (U.S. EPA, 2016). Se distinguen dos tipos principales de fluidos para el fracturamiento: geles-fluidos y fluidos energizantes. Los primeros están compuestos típicamente en un 86-90% de agua, un 9-13% de un apuntalante (normalmente arena), y menos de 1% de una mezcla química de más de 20 compuestos (Oil Marathon, 2014; U.S. EPA, 2016). Los segundos se utilizan para fracturar pozos en condiciones de baja presurización de gas, y son una mezcla de agua en un 50-65%, nitrógeno en fase gaseosa a un 20-30%, arena en un ~9-13% y un 1-2% de aditivos químicos (U.S. EPA, 2016).

II.2.2. Ciclo del agua en el FH

Las actividades de extracción de gas o aceite no convencional requieren de grandes volúmenes de agua en un corto periodo. El ciclo del agua asociado al desarrollo de un yacimiento no convencional mediante el uso del fracturamiento hidráulico se muestra en la [Figura II.5](#), en la que se distinguen las cinco etapas siguientes:

1. **Adquisición del agua:** en esta etapa, el agua requerida para FH es obtenida de fuentes superficiales y/o subterráneas, dependiendo de la disponibilidad y la regulación local, por ejemplo, [Barth-Naftilan et al. \(2015\)](#) reportan que en el play Marcellus, en Pensilvania, predomina la extracción de agua superficial de ríos y lagos, mientras que [Nicot y Scanlon \(2012\)](#) reportan que en los plays de Texas, la poca disponibilidad y la regulación limitan el uso de agua superficial, por lo que predomina el uso de agua subterránea para FH. Otro aspecto importante es el transporte del agua, que se realiza mediante la conducción por tuberías o mediante pipas, sin embargo, por cuestiones económicas los operadores de pipas no transportan agua a una distancia mayor de ~26 km ([Scanlon et al., 2014b](#)).
2. **Mezcla química:** se realiza la mezcla de agua, apuntalante y aditivos químicos para el fracturamiento hidráulico, tal como se describió anteriormente. Esta mezcla química se utiliza para mejorar la recuperación del hidrocarburo y para proteger el equipo del pozo.
3. **Inyección en el pozo:** se inyecta el fluido dentro del pozo para realizar las etapas del fracturamiento hidráulico en la formación geológica, tal como se describió anteriormente.
4. **Flujo de retorno y agua producida (FP):** a los pocos días del fracturamiento, un porcentaje del fluido inyectado regresa a la superficie debido a la presión en el interior de la tubería, lo que se conoce como flujo de retorno (*flowback*, en inglés). Por otro lado, las formaciones geológicas que son fracturadas suelen contener agua fósil (no renovable) de mala calidad, que es liberada a la superficie a través de la tubería del pozo, lo que se conoce como agua producida (*produced water*, en inglés), la cual puede presentarse entre las primeras 2-5 semanas después del fracturamiento y seguir durante la vida útil del pozo ([Kondash y Vengosh, 2015](#)).
5. **Tratamiento de aguas residuales y disposición de residuos:** el agua residual, compuesta del flujo de retorno y agua producida (FP), puede tener distintos procesamientos: a) el volumen de FP que no puede ser tratada es inyectado en pozos de disposición, en donde se confina en formaciones geológicas profundas de poca permeabilidad para evitar que contamine el suelo y fuentes de agua dulce ([Scanlon et al., 2017](#)), b) un porcentaje del FP es tratado y reciclado para ser utilizado como fluido del fracturamiento, c) otro porcentaje de la FP tratado es regresado al ambiente.

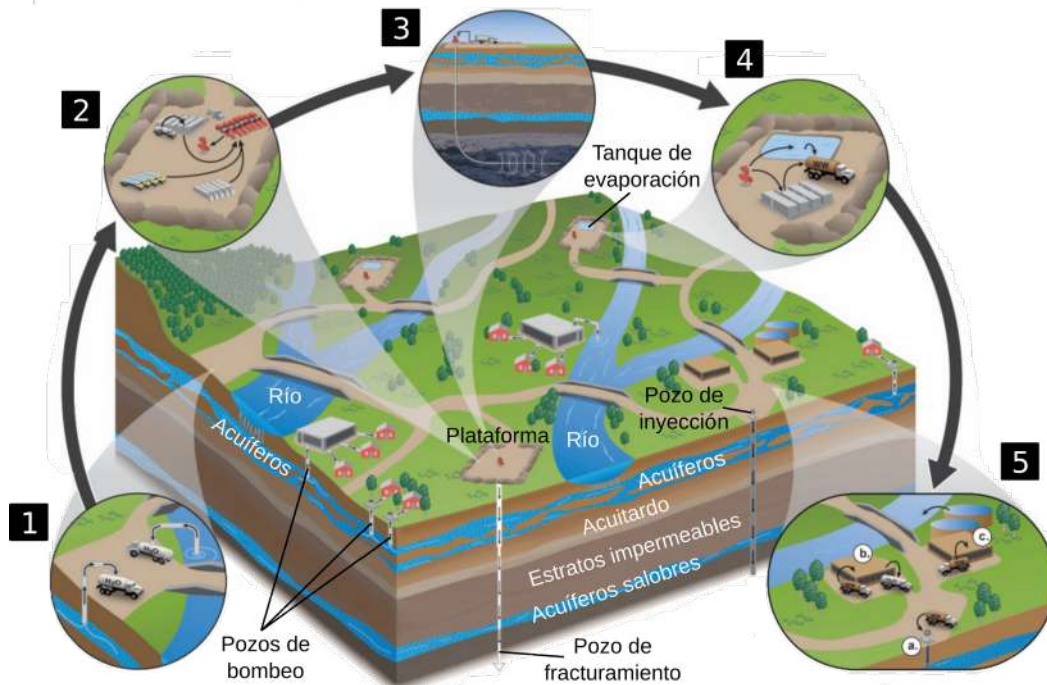


Figura II.5 Procesos y ciclo del agua asociado al desarrollo de plays no convencionales. Fuente: editado de USEPA (2016).

II.2.3. Volúmenes de agua para satisfacer las demandas del FH

El volumen de agua requerido para FH es muy variable y depende de las propiedades geológicas de la roca objetivo, atributos del pozo, climatología, disponibilidad hídrica, experiencia del operador, marco legal, precio del hidrocarburo, entre otros (Nicot, 2009; Nicot y Scanlon, 2012; Freyman, 2014).

La Tabla II.4 sintetiza los volúmenes de agua requeridos para FH reportados por distintos autores, así como el número de pozos perforados y el volumen total de agua considerando el periodo indicado. En EUA se ha reportado que un pozo puede llegar a necesitar de ~1,300 a 42,000 m³ durante el fracturamiento hidráulico (Nicot y Scanlon, 2012; Goodwin *et al.*, 2014; Gallegos *et al.*, 2015; Kondash y Vengosh, 2015; Chen y Carter, 2016; Horner *et al.*, 2016; Oikonomou *et al.*, 2016; Scanlon *et al.*, 2016 y 2017; Ikonnikova *et al.*, 2017; Walker *et al.*, 2017; Kondash *et al.*, 2018; Hernández-Espriú *et al.*, 2019b), y tan sólo durante el periodo 2008-2014 se han perforado cerca de 80,050 pozos y necesitado más de ~930 mil Hm³ para la producción de gas y aceite no convencional (Chen y Carter 2016).

En el play Niobrara se han reportado los menores volúmenes de agua para FH, con una mediana de 1,320 m³/pozo para la zona de producción de aceite y 1,510 m³/pozo para la zona de producción de gas, considerando 2,418 y 2,281 pozos, respectivamente (Kondash y Vengosh, 2015). Por otro lado, para el 2016 se reporta que en la cuenca Permian, el consumo de agua para FH por pozo rondaba los 42,560 m³ (Kondash *et al.*, 2018).

En Texas, el consumo de agua para FH ha ido en aumento. [Nicot y Scanlon \(2012\)](#) indican que durante las primeras etapas del desarrollo del play Eagle Ford (2009-2011), el consumo de agua por pozo era de ~16,100 m³. [Kondash y Vengosh \(2015\)](#) reportan volúmenes similares para el periodo 2012-2014, con volúmenes de ~13,700 y ~15,060 m³/pozo para la zona de producción de gas y aceite, respectivamente. Para el año 2016, [Ikonnikova et al. \(2017\)](#) reportó que la mediana del consumo de agua para FH era de ~32,900 m³/pozo, mientras que [Hernández-Espriú et al. \(2019b\)](#) reportó una mediana de 33,424 m³/pozo para el periodo 2015-2017.

Los plays fuera de EUA reportan consumos de agua importantes, por ejemplo, en el play Fuling y la cuenca Sichuan, en China, el volumen de agua por pozo se reportó entre 20,000 y 40,000 m³ ([Yang et al., 2015](#); [Yu et al., 2016](#)). Mientras que en British Columbia, Canadá, [Johnson y Johnson \(2012\)](#) reportan que el volumen de agua por pozo varía de los 1,000 a 34,900 m³.

Se ha observado que el uso de agua dentro de un play depende principalmente de la longitud horizontal del pozo y el número de etapas de fracturamiento, mientras que la cantidad de agua total para FH depende principalmente del número de pozos perforados ([Nicot y Scanlon, 2012](#); [Goodwin et al., 2014](#); [Ikonnikova et al., 2017](#)). Se ha reportado que la longitud horizontal de un pozo puede variar de los ~1,000 a 3,000 m ([Kondash et al., 2018](#)) y que se pueden llegar a efectuar de ~8 a 40 episodios de fracturamiento por pozo ([Goodwin et al., 2014](#)).

Tabla II.4 Resumen del desarrollo de FH en plays de EUA y el mundo en función del número de pozos perforados, volumen de agua por pozo y volumen total de agua usada para FH. Fuente: elaboración propia con base en múltiples publicaciones científicas

Estudio	Ubicación	No. de pozos	FH uso de agua [m ³ /pozo]		HF Agua [Hm ³]	Periodo
Plays en E.U.A						
Nicot y Scanlon (2012)	Eagle Ford	1040	16100		18	2009 a mediados de 2011
	Barnett	14900	10600	mediana	145	
	Haynesville	1820	21500		36	
Goodwin et al. (2014)	Noreste de Colorado	400	10420-20660	rango	-	2010-2013
Gallegos et al. (2015)	E.U.A. a escala país	263859	10000-36620	rango	-	2000-2014
Kondash y Vengosh (2015)	Barnett	16874	14420		243.32	2012-2014
	Eagle Ford (gas)	5846	13700		80.08	
	Eagle Ford (aceite)	7156	15060		107.78	
	Fayetteville	5850	20060		117.35	
	Haynesville	3172	19450		61.70	
	Marcellus	8307	16120	mediana	133.91	
	Niobrara (gas)	2281	1510		3.44	
	Niobrara (aceite)	2418	1320		5.26	
	Woodford (gas)	2861	23770		68.01	
	Woodford (aceite)	680	7790		5.30	
	Bakken	9704	7490		72.68	
Permian	9857	3060		40.81		
Chen y Carter	Total 14 estados	80050	1000-120000	rango	930	2008-2014

(2016)	Arkansas	2507			48.41	
	California	1923			0.93	
	Colorado	7978			63.83	
	Kansas	539			3.02	
	Louisiana	1381			28.50	
	Montana	467			3.50	
	North Dakota	5919			63.03	
	New Mexico	2300			9.26	
	Ohio	838			21.30	
	Oklahoma	6765			82.23	
	Pennsylvania	5127			108.67	
	Texas	40521			457.42	
	West Virginia	1026			30.23	
Wyoming	2756			9.66		
Horner <i>et al.</i> (2016)	Bakken, Dakota del Norte	4620	7270-8980	rango de promedios	36.72	2008-2012
Oikonomou <i>et al.</i> (2016)	Condados Weld y Garfield, Colorado	97002	1706-7140	rango de promedios	-	2011-2014
Scanlon <i>et al.</i> (2016)	Bakken	10140	2200-14100	rango	93	2005-2014
Ikonnikova <i>et al.</i> (2017)	Eagle Ford*	14885	14650 mediana 2010 32900 Mediana 2016		336.702	2010-2016
Scanlon <i>et al.</i> (2017)	Permian	33000	2460-29310	rango	2018	2008-2015
Walker <i>et al.</i> (2017)	Cuenca South Platte, Colorado	4540	1000-11000	rango de promedios	-	2003-2014
Kondash <i>et al.</i> (2018)	Eagle Ford (gas)	9310	13360-23460		-	
	Eagle Ford (aceite)	7220	16030-33490		-	
	Haynesville	1916	27590-32330	rango de	-	
	Marcellus	7700	23400-33360	medias 2011 y 2016	-	2011-2016
	Permian	8862	4900-42560		-	
	Bakken	10570	7170-21130		-	
	Niobrara (aceite)	6270	9000-22300		-	
Hernández-Espriú <i>et al.</i> (2019b)	Eagle Ford	5740	29448-42708 33424	25th – 75th mediana	192	2015-2017
Plays Internacionales						
Johnson y Johnson (2012)	Columbia Británica, Canadá	500	1000-34900	rango	2.522	2005-2010
Yang <i>et al.</i> (2015)	Play Fuling, China	32	20000-40000	rango	-	2014
Yu <i>et al.</i> (2016)	Cuenca Sichuan, China	300	20000-30000	rango	-	2015

FH Agua: volumen total de agua para el periodo indicado

1 Estimación a partir del volumen de agua para FH por unidad de longitud y la longitud promedio de los pozos horizontales

2 Obtenido de digitalización de figuras

En los últimos años ha existido una transición de perforación de pozos verticales, los cuales son utilizados normalmente para la extracción de hidrocarburos convencionales a poca profundidad, hacia pozos horizontales que utilizan fracturamiento hidráulico para la extracción de hidrocarburos no convencionales en yacimientos de lutitas o arenas compactas (Nicot *et al.*, 2014; Scanlon *et al.*, 2017). Se ejemplifica en la Figura II.6 el caso del play Barnett, en Texas, uno de los mayores productores de gas en EUA. Para el año 2001 se reportaron ~400 pozos verticales para producción de gas y apenas ~21 pozos horizontales, mientras que para el 2008 el número de pozos verticales descendió a ~155 y el número de pozos horizontales incrementó hasta ~3,670 (Figura II.6.a).

El cambio de pozos verticales a pozos horizontales ha implicado un aumento en el consumo de agua por pozo. Goodwin *et al.* (2014) y Walker *et al.* (2017) reportan que los pozos verticales en el Colorado requieren de ~1,100 m³ mientras que los pozos horizontales requieren ~9.8 veces más agua. Por su parte, Scanlon *et al.* (2017) reportan que, en la cuenca Permian, la transición de pozos verticales a pozos horizontales implicó un incremento de ~10-16 veces más agua por pozo.

Durante los primeros años de la extracción de gas y aceite mediante fracturamiento hidráulico se registraron los mayores volúmenes de agua por unidad de longitud, asociado a la falta de experiencia en los operadores (Nicot y Scanlon, 2012; Nicot *et al.*, 2014). En el play Barnett, en 2004 se reportó un consumo promedio de 22.6 m³ por metro de longitud horizontal del pozo y se redujo a ~16.3 m³/m a partir del 2008 (tal y como se observa en la Figura II.6.b). Por su parte, en el play Eagle Ford, en el 2009 se reportó un consumo de 21.2 m³/m y se redujo a ~11.5 m³/m a partir del 2011 (Tabla II.5).

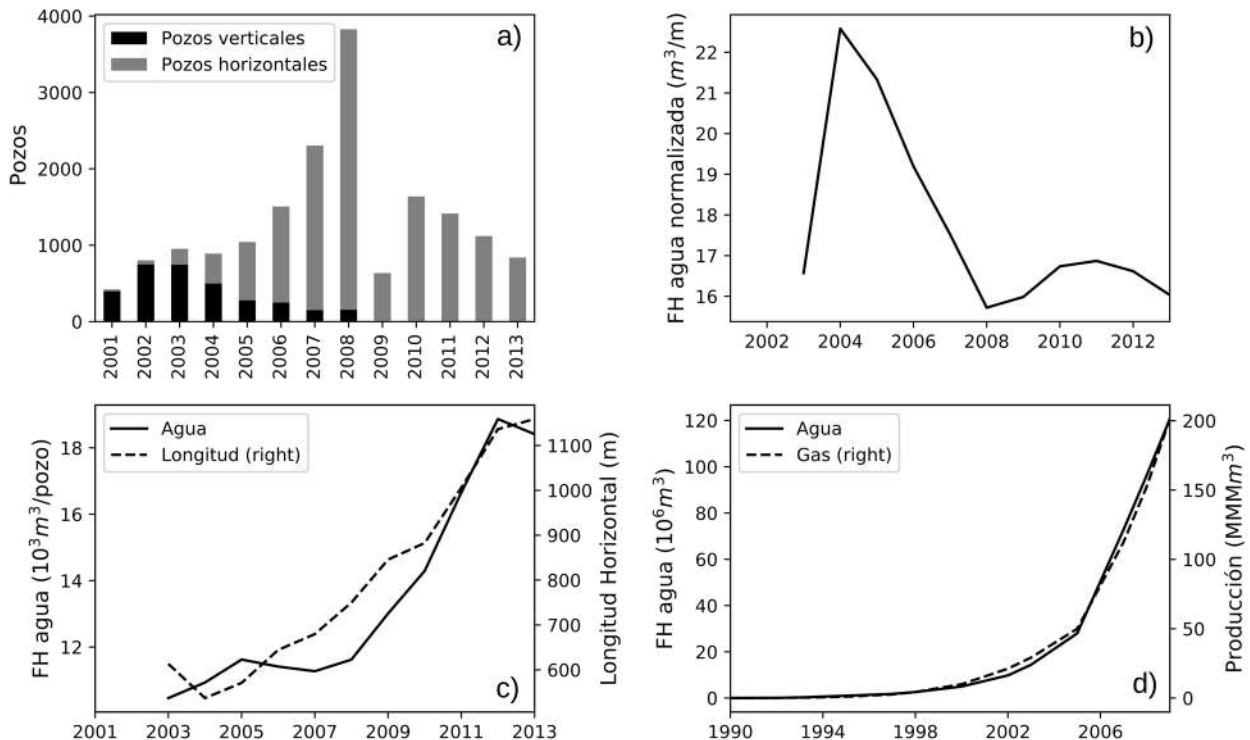


Figura II.6 Desarrollo temporal de extracción de gas en el play Barnett, Texas, para el periodo 2001-2013 en función de a) número anual de pozos perforados, b) uso de agua para FH normalizado, c) volumen de agua para FH por pozo contra longitud horizontal de los pozos y, d) volumen acumulado de agua contra producción acumulada de gas. Fuente: elaboración propia con base en los datos de Nicot *et al.* (2014) y Guo *et al.* (2017).

El incremento en la experiencia de los operadores en campo ha permitido que se perforen pozos horizontales de mayor longitud (Kondash *et al.*, 2018). Del 2003 al 2013, en el play Barnett se duplicó la longitud lateral de los pozos horizontales, de ~600 a ~1,160 m (Figura II.6.c). Mientras que en el play Eagle Ford, la longitud lateral de los pozos ha aumentado de ~1,100 m en 2009 a ~1,620 m en 2013 (Tabla II.5).

A pesar de la reducción del consumo normalizado de agua, el incremento de la longitud en los pozos ha derivado en un aumento en el volumen total de agua por pozo. En el play Barnett, la tendencia entre la longitud lateral y el volumen de agua por pozo es similar (Figura II.6.c), en donde un pozo consumía ~10,160 m³ en 2003 y ~18,600 m³ en 2013. Por su parte, en el play Eagle Ford no se observa esa tendencia y el consumo de agua por pozo se mantiene entre los ~17,000 y 23,000 m³.

La relación entre el consumo de agua y la energía producida que se muestra en la Figura II.6.d y la Tabla II.5 se tratará en capítulos siguientes.

Tabla II.5 Evolución temporal del desarrollo de FH en el play Eagle Ford, Texas, para el periodo 2009-2013.

Fuente: elaboración propia con base en los datos reportados por Scanlon *et al.* (2014b).

Atributo	Año	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Pozos terminados	Pozos	61	426	1558	2744	3512	8301
	Profundidad media [m]	3082	2979	3073	3067	2999	3035
	Longitud media [m]	1089	1308	1471	1564	1618	1553
Uso de agua para FH	Total [Hm ³]	1.4	9.1	26.5	47.2	67.4	151.6
	Promedio [Mm ³ /pozo]	23.1	21.4	17	17.2	19.2	18.3
	Promedio [m ³ /m]	21.2	16.3	11.6	11	11.9	11.8
Producción	Pozos	66	505	2096	4920	8199	8218
	Aceite [MMMgal]	0	0.2	2	6.2	10.9	19.2
	Condensado [MMMgal]	0	0.3	1.2	2.4	3.4	7.3
	Gas [MMMcf]	16	111	444	938	1407	2915

II.2.4. Impactos ambientales asociados al FH

En cada etapa del ciclo del agua en el FH (página 13) se perciben potenciales riesgos ambientales. Tan sólo en la mezcla química del fluido del fracturamiento se han encontrado más de 20 sustancias que representan una amenaza a la salud y al medio ambiente (Norton Rose Fulbright, 2013; Oil Marathon, 2014; U.S. EPA, 2016), tales como ácidos (cítrico, hidrófluorhídrico, carbónico, acético, clorhídrico, fómico, entre otros), biocidas (nitrato de magnesio), inhibidores de corrosión (metanol, isopropanol), reductores de fricción (destilados de petróleos ligeros), controladores de pH (sal de dipotasio, hidróxido de potasio, hidróxido de sodio), emulsionantes (2-butoxietanol, metanol etoxilato de nonilfenol), entre otros.

El World Resources Institute (WRI, 2014) reconoce 15 impactos asociados al desarrollo de la extracción de gas y aceite de lutitas mediante FH, de los cuales 12 están relacionados con la

perturbación de las fuentes de agua superficial y subterránea, de ellos, 10 se vinculan con la calidad del agua y los otros dos con los volúmenes de extracción de agua. Por su parte, [Vengosh et al. \(2014\)](#) indica que son cuatro los riesgos potenciales en EUA derivados del FH: 1) contaminación de acuíferos someros por migración de gases, 2) contaminación de fuentes superficiales y subterráneas de agua por tratamiento inadecuado del flujo de retorno y agua producida (FP), 3) acumulación de elementos tóxicos y radioactivos en el suelo o en ríos cercanos a las zonas de disposición de aguas tratadas y 4) sobre-explotación de agua para cumplir con las demandas de agua para FH que pueden competir con otros usuarios, especialmente en zonas áridas y semiáridas.

En la [Tabla II.6](#) se resumen los impactos ambientales documentados por distintos autores para los plays de EUA, en donde se muestra el autor, zona de estudio, una breve descripción de la metodología y el impacto documentado. Los impactos documentados se agrupan en cuatro categorías: 1) contaminación de aguas subterráneas por migración de metano debido a las fracturas generadas durante el FH y disposición del FP, deficiencia en la construcción de los pozos y abandono de los mismos ([Osborn et al. 2011](#); [Vidic et al., 2013](#); [Vengosh et al., 2014](#)); 2) contaminación de aguas subterráneas y superficiales por inadecuado tratamiento de aguas residuales y por malas prácticas durante la disposición del FP ([Warner et al., 2013](#); [Vengosh et al., 2014](#); [Lester et al., 2015](#)); 3) alteración del paisaje, cambio de uso del suelo y pérdida de ecosistemas por la construcción de las plataformas de perforación, caminos y líneas de conducción de hidrocarburos ([Slonecker et al., 2012](#); [Pierre et al., 2015](#); [Thompson et al., 2015](#); [Hanson et al.; 2017](#)); 4) sismicidad y subsidencia inducidas por el fracturamiento hidráulico y la disposición de aguas tratadas del flujo de retorno y agua producida ([Davies et al., 2013](#); [Skoumal et al., 2015](#); [Kim y Lu 2018](#)).

Tabla II.6 Resumen de los impactos ambientales del FH científicamente documentados. Fuente: elaboración propia

Estudio	Lugar	Impacto documentado
Osborn et al. (2011)	Formaciones Útica y Marcellus, Pennsylvania, EUA	Evaluación de los impactos potenciales de contaminación por metano del agua para beber asociados a la extracción de gas de lutitas en 68 pozos Se observó que la concentración de metano en pozos de agua para beber se incrementó en la proximidad de pozos de extracción de gas natural. Por otro lado, no se encontró evidencia de que las muestras de agua para beber estuvieran contaminadas por el fluido del fracturamiento o por flujo de retorno
Slonecker et al. (2012)	Condados Bradford y Washington, Pennsylvania, EUA	Evaluación de los cambios del paisaje y consecuencias de la extracción de gas natural para el periodo 2004-2010 La configuración del paisaje ha sido afectada debido a que las áreas agrícolas y bosques se han convertido a zonas para la extracción de gas natural, sin embargo, los cambios máximos son de apenas el 2% debido al tamaño del área de estudio
Davies et al. (2013)	Global	Evaluación de 198 sismos inducidos por actividades mineras de 1929 al 2010 Comparado con otros procesos, la recuperación de gas natural con FH genera sismos de baja magnitud (3.8). Sin embargo, es necesaria más información para determinar el efecto de FH en la reactivación de fallas geológicas
Vidic et al. (2013)	Play Marcellus, Pennsylvania, EUA	Revisión de los problemas ambientales asociados a la extracción del gas no convencional para el periodo Ante la ausencia de una línea base, es controversial asociar la migración de

		metano hacia formaciones someras ya que por mucho tiempo se ha sabido que el metano migra de forma natural hacia la superficie. Por lo que es crítico establecer una línea base.
Warner <i>et al.</i> (2013)	Oeste de Pennsylvania, EUA	Análisis de la calidad del agua tratada <i>in situ</i> y su composición isotópica de la descarga en los afluentes, aguas superficiales, y sedimentos en los ríos, para el periodo 2010-2012 Se encontró que el agua tratada descargada a los cuerpos de aguas superficiales tiene un impacto en la calidad de agua en los ríos, elevando las concentraciones (cloro, bromuro, entre otros) por arriba de los límites permitidos.
Vengosh <i>et al.</i> (2014)	EUA	Revisión crítica de los potenciales riesgos de la extracción de gas de lutitas a los recursos hídricos en USA. Se detectaron principalmente tres problemas ambientales asociados al FH, 1) contaminación de agua subterránea en acuíferos someros por fugas de gases de hidrocarburos a través de los pozos, 2) contaminación de agua superficial y subterránea por derrames y disposición de agua residual con tratamiento inadecuado, y 3) acumulación de elementos tóxicos y radioactivos en el suelo o en los sedimentos de los ríos cerca de los sitios de disposición o de los derrames.
Lester <i>et al.</i> (2015)	Cuenca DJ en Colorado, EUA	Análisis de la composición química del flujo de retorno de los pozos de gas y aceite no convencionales para proponer tratamientos efectivos para su reuso Los altos niveles de sal (rango de SDT 16,000-25,000 mg/L) en el reciclaje del flujo de retorno pueden reducir la eficiencia de los reductores de fricción del fluido de fracturamiento. Adicionalmente, se han encontrado altas concentraciones de materia orgánica disuelta, por lo que se requieren tratamientos biológicos para alcanzar el estándar de la calidad de agua requerida.
Pierre <i>et al.</i> (2015)	Condado LaSalle, Play Eagle Ford, Texas, EUA	Evaluación de la fragmentación del paisaje debido a las actividades de extracción de gas y aceite, para el periodo 2001-2012 La construcción de las líneas de conducción de hidrocarburos domina la fragmentación del paisaje, seguido de la construcción de plataformas de perforación y plataformas de inyección (~85, 15 y 0.03 % del área perturbada, que equivale al ~3% del área total del condado)
Skoumal <i>et al.</i> (2015)	Ohio, EUA	Análisis espacial y temporal de las actividades de FH con los sismos detectados del 4 a 12 de marzo del 2014 Se detectaron sismos de magnitudes de 1 a 3 inducidos por actividades de FH. Los sismos de mayor magnitud fueron asociados a la inyección del agua residual, y no al proceso de fracturamiento hidráulico
Thompson <i>et al.</i> (2015)	Dakota del norte, EUA	Evaluación de la respuesta del habitat de los pájaros de pastizales ante la construcción de sitios para extracción de aceite no convencional y caminos asociados. Los efectos de la construcción de plataformas para un único pozo se podría reducir si múltiples pozos son perforados en una plataforma, permitiendo que se conserve más habitat de los pájaros.
Brownlow <i>et al.</i> (2016)	Play Eagle Ford, Texas, EUA	Simulación numérica del efecto de las fracturas y actividades del FH en pozos abandonados. Los pozos con fugas cercanos a zonas en donde se practica el FH pueden facilitar la migración de fluidos en mucho menor tiempo comparado con las rutas geológicas naturales. Sin embargo, la ascendencia de gases o contaminantes a acuíferos suprayacentes debido a actividades de FH requiere un conjunto de circunstancias únicas.
Hanson <i>et al.</i> (2017)	Cuenca del río Delaware, Play Marcellus, EUA	Modelación de los efectos del desarrollo del gas natural en la descarga y sedimentos, concentraciones de nitrógeno total (NT) y fósforo total (FT) en la parte alta del de la cuenca del Río Delaware, para el periodo 2014-2040 En las subcuencas con alto desarrollo se encontró que debido a las pérdidas de

	suelo para construir las plataformas de perforación, las cargas de sedimento, NT y FT incrementaron en un 2, 3 y 15%.
Kim y Lu (2018)	<p>Evaluación de los mecanismos causantes de las deformaciones del suelo debido a actividades de producción de gas y aceite usando imágenes satelitales del 2017</p> <p>Cuenca Permian, Texas, EUA</p> <p>Las actividades de FH están asociadas con alteraciones geológicas que han causado subsidencias de 4.5 cm en aproximadamente 2.5 años, además de producir sismicidad que a su vez se relaciona con el colapso de la superficie y surgimiento de huecos de alrededor de 300 m de diámetro</p>

Las investigaciones de los procesos de contaminación por liberación de metano y etano al extraer hidrocarburos de los yacimientos profundos apuntan a que la principal vía de migración es la tubería del pozo, mientras que la contaminación tiene más probabilidad de ocurrir a través de las fallas en la protección de cemento del pozo (Jackson *et al.*, 2013; Gallegos *et al.*, 2015). Por otro lado, se sabe que el metano puede migrar de forma natural hacia estratos superiores, pero la falta de una línea base complica la asociación del FH con el incremento de la concentración de metano en los cuerpos de agua (Vidic *et al.*, 2013).

El manejo y tratamiento del flujo de retorno y agua producida (FP) ha representado un problema importante en varios plays de EUA pues ha llegado a ser similar al volumen de agua inyectado para FH, como es el caso del play Bakken, mientras en la cuenca Permian el FP ha llegado a superar hasta dos veces el volumen de agua para FH (Scanlon *et al.*, 2016; Scanlon *et al.*, 2017; Kondash *et al.*, 2018). El tratamiento del FP para su reuso tiende a ser más costoso que su disposición debido a su mala calidad, que además de regresar con los químicos para el fluido de fracturamiento y el metano atrapado en las formaciones geológicas, el agua producida presenta altas concentraciones de sólidos disueltos (TDS), con rangos reportados de ~20,000-120,000 mg/L (Vengosh *et al.*, 2014; Scanlon *et al.*, 2014b; Lester *et al.*, 2015; Scanlon *et al.*, 2016). El límite permisible de TDS en el FP para ser usado en el fluido del FH se ha reportado de 16,000-25,000 mg/L (Vengosh *et al.*, 2014), mientras que en yacimientos como la cuenca Permian se han reportado valores de TDS de ~30,000-200,000 mg/L (Scanlon *et al.*, 2017), que representa seis veces la salinidad del agua de mar.

La degradación del suelo debido a la construcción de infraestructura para extracción y producción de gas y aceite ha ido disminuyendo debido a que se ha optado por la construcción de plataformas multipozos (Oil Marathon, 2014; Pierre *et al.*, 2015), en donde las plataformas han pasado de tener uno o dos pozos a tener de 8 a 20 pozos (Norton Rose Fulbright, 2013). Adicionalmente, se ha incrementado la longitud lateral de los pozos horizontales y el número de episodios de fracturamiento para aumentar la producción de hidrocarburos, como es el caso del play Barnett (Figura II.6) y el play Eagle Ford (Tabla II.5), ambas en Texas.

II.2.5. Impactos hídricos asociados al FH

Las extracciones de agua para satisfacer las demandas del FH en plays desarrollados ha causado inquietud respecto al manejo de recursos hídricos en zonas con estrés de agua (Arciniega-Esparza *et al.*, 2017a; Scanlon *et al.*, 2014b; Rosa *et al.*, 2018). A nivel mundial se estima que, del total de recursos técnicamente recuperables (RTR) de gas natural, cerca del 40% se encuentra en zonas áridas y semiáridas con alto estrés hídrico, incluyendo México, China, Sudáfrica y parte de

EUA (EIA, 2013). En la [Figura II.7](#) se muestra la ubicación de los plays de lutitas a nivel mundial y el índice de la línea base de estrés de agua ([Gassert et al., 2014](#)), el cual relaciona las extracciones totales de agua expresadas como un porcentaje de la disponibilidad total.

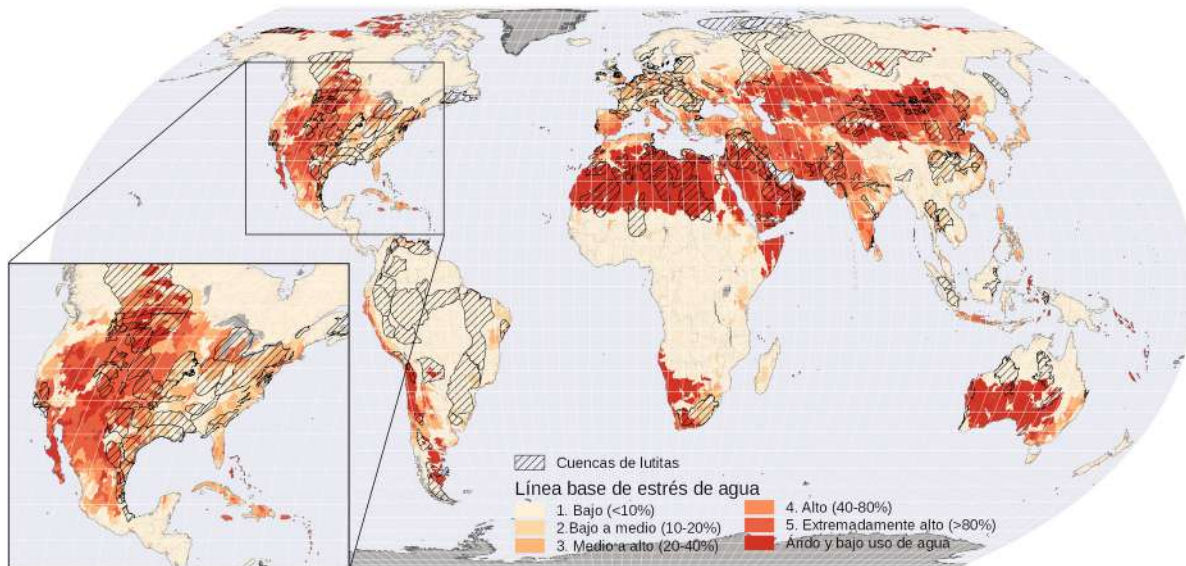


Figura II.7 Línea base del índice de estrés hídrico y ubicación de las cuencas de lutitas más importantes a nivel mundial. Fuente: elaboración propia a partir de los datos del WRI y la EIA.

En el caso de México, la gran mayoría de los plays no convencionales se ubican en zonas clasificadas con un grado alto a extremadamente alto de estrés hídrico ([Figura II.7](#)), que a su vez han sido clasificadas como zonas con escasez física de agua ([IWMI, 2007](#)), es decir, que no existe el recursos hídrico suficiente para satisfacer la demanda natural.

En EUA, el tema del uso de agua para FH sigue siendo controversial, pues en la mayoría de los plays desarrollados no se solicita a los operadores reportar la cantidad y la fuente del agua utilizada para la construcción y operación de los pozos ([Gallegos et al., 2015](#)). Por otro lado, en plays como el Marcellus, Pensilvania, se desconoce la ubicación de todos pozos perforados de FH ([Vidic et al., 2013](#)).

Los impactos hídricos del FH están asociados con la intensidad de desarrollo de la extracción de gas y aceite de lutitas. En la [Figura II.8](#) se muestra la intensidad de las actividades del FH para el periodo 2012-2014 en los plays más importantes de EUA en función del número de pozos perforados, el volumen total de agua inyectada para FH y el volumen de agua requerido por pozo. Para ese periodo, [Kondash y Vengosh \(2015\)](#) reportan que se han perforado ~75,000 pozos para FH y se han requerido cerca de ~940 Hm³ de agua. Dentro de los plays con mayor desarrollo se encuentran los plays Barnett, Eagle Ford y Haynesville, en Texas, que reportan consumos de agua por pozo de 14,420, 14,380 y 19,450 m³, respectivamente. Tan sólo en Texas se ha perforado cerca del 57% de todos los pozos de fracturamiento hidráulico en EUA para el periodo 2012-2014, y se han requerido cerca de 534 Hm³ para satisfacer las demandas de agua de FH a nivel estatal.

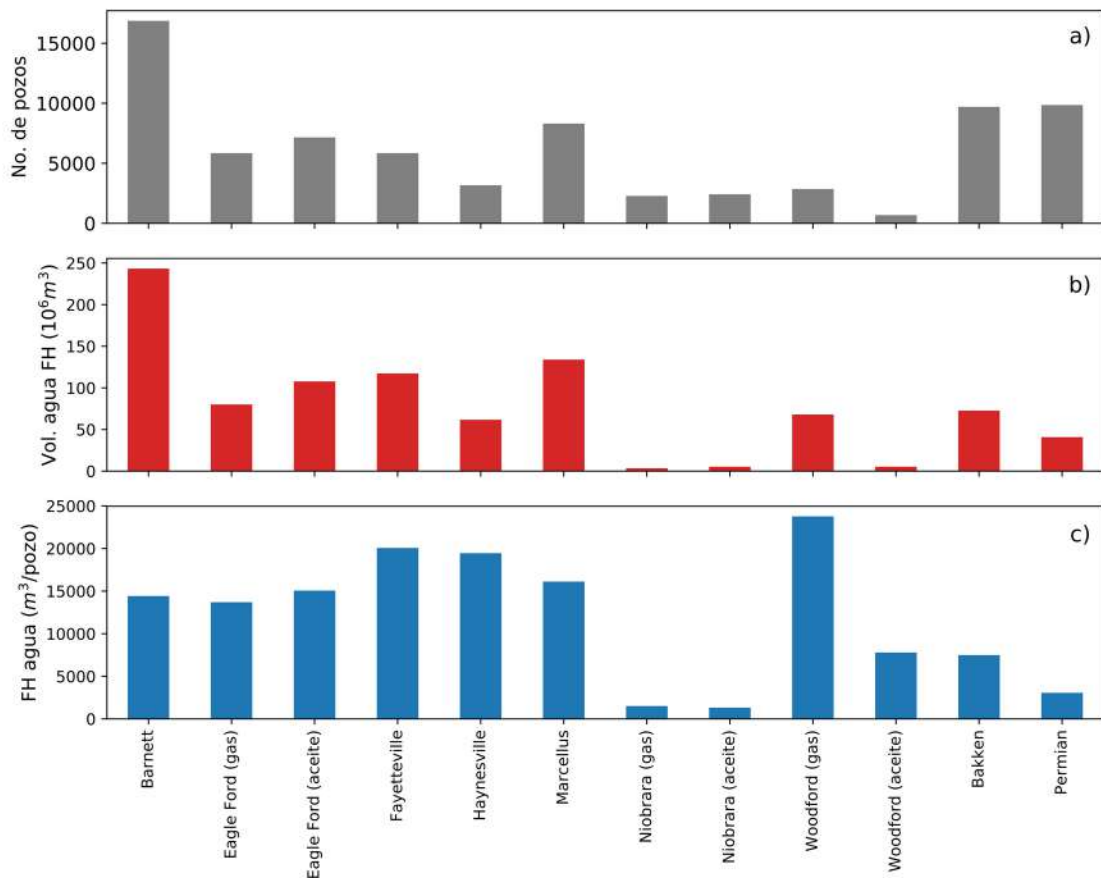


Figura II.8 Desarrollo de FH en los plays más importantes de EUA para el periodo 2012-2014 en función de a) número de pozos horizontales perforados, b) volumen total de agua utilizado para FH y c) mediana del volumen de agua por pozo utilizado para FH. Fuente: elaboración propia con base en los datos reportados por Kondash y Vengosh (2015).

A pesar del desarrollo intensivo, Nicot y Scanlon (2012) reportan que a escala del estado de Texas, el uso de agua subterránea para FH representa el ~1% de las extracciones totales. Resultados similares han sido encontrados en Pensilvania y Colorado, en donde el agua extraída para FH tiene a representar un pequeño porcentaje de las demandas de otros usuarios, como el riego (Mitchell *et al.*, 2013; Walker *et al.*, 2017). Por otro lado, a escalas locales este porcentaje tiende a incrementar, por ejemplo, para el 2014 a escala del play Eagle Ford TX se encontró que el uso de agua para FH representó el ~16% del volumen total de extracciones subterráneas (Scanlon *et al.*, 2014b).

Con el objetivo de reducir el consumo de agua fresca para FH se ha optado por la diversificación de fuentes de agua. En este sentido, en la Tabla II.7 se presentan las fuentes de agua para algunas plays de EUA en dos categorías: según la fuente (superficial o subterránea) y según la calidad del agua (dulce, salobre o tratada). Se aprecia que en los plays de zonas áridas y semiáridas, como sucede en los plays Eagle Ford, Permian y Barnett, predomina el uso de agua subterránea, mientras que en plays como Haynesville y Marcellus predomina el uso de agua superficial. En este sentido, se

ha encontrado que en el play Eagle Ford, las extracciones de agua para FH están asociados con reducciones locales del nivel del agua en los acuíferos (Nicot y Scanlon, 2012; Scanlon *et al.*, 2014b; Arciniega-Esparza *et al.*, 2017a), mientras que en el play Marcellus se han observado reducciones en el nivel del agua en los ríos en cuencas pequeñas menores a 1,000 km² (Barth-Naftilan *et al.*, 2015).

En el play Eagle Ford y en la cuenca Permian se reporta que, del agua extraída, un porcentaje significativo es agua salobre (Tabla II.7) con concentraciones de TDS de ~36,000 mg/L, lo que limita su uso para consumo humano pero no para riego (Scanlon *et al.*, 2014b). Mientras que en los plays en los que se utiliza agua superficial para FH, esta tiende a ser de buena calidad y apta para consumo humano.

Además, de la Tabla II.7 se aprecia que el reciclaje de aguas residuales es muy pequeño, tan sólo el ~5% en los plays Eagle Ford y Barnett, que como ya se mencionó en el subcapítulo anterior, está ligado con el elevado costo de tratamiento contra el costo de disposición.

Tabla II.7 Resumen del porcentaje de agua utilizado para FH en función de la fuente y calidad del agua.
Fuente: elaboración propia con base en múltiples publicaciones científicas

Estudio	Ubicación	Fuentes de agua para FH				
		Superficial	Subterránea	Dulce	Salobre	Agua residual*
Scanlon <i>et al.</i> (2014b)	Play Eagle Ford, Texas, EUA	0.0%	100.0%		80.0%	5.0%
Nicot <i>et al.</i> (2014)	Play Barnett, Texas, EUA	40.0%	60.0%	92.0%	3.0%	5.0%
Nicot y Scanlon (2012)	Play Haynesville, Texas, EUA	75.0%	25.0%			
U.S. EPA (2016)	Play Marcellus, Pennsylvania, EUA	92.0%	8.0%			
	Cuenca Permian, Texas, EUA	0.0%	100.0%		30-80%	
Scanlon <i>et al.</i> (2016)	Play Bakken, Dakota del Norte, EUA	66.0%	34.0%			

** Agua residual tratada proveniente de otros usos (riego, consumo humano), o agua tratada del flujo de retorno y agua producida.

La síntesis de los impactos hídricos asociados al FH reportados en publicaciones científicas se muestra en la Tabla II.8. Dentro de los impactos reportados, para esta investigación son de mayor relevancia los conflictos hídricos asociados a las demandas adicionales para FH en zonas con escasez de agua, como se ha reportado principalmente en los plays de Texas.

Tabla II.8 Resumen de los impactos hídricos del FH científicamente documentados. Fuente: elaboración propia

Estudio	Lugar	Impacto documentado
Nicot y Scanlon (2012)	Principales plays de Texas, EUA	Análisis de los volúmenes de agua requeridos para FH en los plays Eagle Ford, Barnett y Haynesville durante el periodo 2008-2011 Los impactos hídricos podrían ser mayores a escalas pequeñas. La escasez de agua en zonas áridas y semiáridas será un factor importante para el desarrollo de extracción de gas de lutitas. Para permitir el desarrollo de gas de lutitas en zonas con poca disponibilidad será necesario diversificar las fuentes de agua (salobre, aguas tratadas, aguas de retorno, etc.)
Scanlon et al. (2013)	Play Eagle Ford, Texas, EUA	Análisis de las demandas de agua y energía durante la sequía extrema del 2011. El gas natural mejora la resiliencia ante sequías al incrementar la flexibilidad del uso de agua en las plantas generadoras de energía, cuyos sistemas de enfriamiento combinados demandan el ~30% de agua respecto a los sistemas tradicionales. Las predicciones sugieren, que el agua ahorrada por los sistemas de enfriamiento es mayor que el volumen de agua requerido para el fracturamiento hidráulico para extraer el gas.
Hansen et al. (2013)	Play Marcellus, Pensilvania, EUA	Evaluación de la huella hídrica del FH y su impacto en la cantidad y calidad de agua, para el periodo 2005-2013 En los últimos años, el reciclaje del flujo de retorno para FH se ha incrementado, sin embargo, los datos sugieren que este volumen sigue representando una pequeña cantidad respecto a las extracciones de agua fresca. Por lo que el reuso de agua no puede ser la única solución para proteger los recursos hídricos de la región.
Nicot et al. (2014)	Play Barnett, Texas, EUA	Cuantificación del volumen de agua para FH en función de las fuentes, reuso, y disposición durante el periodo 2002-2012 El volumen de agua producida es inversamente proporcional a la producción de gas y tiende a exceder el volumen de agua para FH.
Scanlon et al. (2014a)	Play Eagle Ford, Texas, EUA	Comparación del volumen de agua usado para FH para la producción de gas y aceite para el periodo 2009-2013 La cantidad de agua usada para producir gas y aceite es similar, sin embargo, el volumen de agua por unidad de energía del aceite es casi del doble comparada con la del gas. Por otro lado, la producción de aceite convencional consume aproximadamente tres veces más de agua por unidad de energía respecto al aceite no convencional.
Scanlon et al. (2014b)	Play Eagle Ford, Texas, EUA	Análisis de los volúmenes actuales y proyectados de agua para FH respecto a otros sectores para determinar si la demanda supera a la disponibilidad, para el periodo 2009-2013. La demanda de agua para FH incrementó a ~16% respecto al consumo total de agua dentro del play en 2013, sin embargo, las proyecciones de agua para FH indican que representa un ~3% del almacenamiento de agua dulce y un ~1% del almacenamiento de agua salobre. Por lo que con un manejo adecuado, la disponibilidad de agua no debería ser un impedimento físico para la producción de energía con gas de lutitas.
Vengosh et al. (2014)	EUA	Revisión crítica de los potenciales riesgos de la extracción de gas de lutitas a los recursos hídricos en USA Se detectó que la sobre-explotación de agua para satisfacer las demandas del FH pueden inducir escasez de agua y conflictos con otros usuarios, particularmente en zonas con poca disponibilidad hídrica
Barth-Naftilan et al. (2015)	Play Marcellus, Pensilvania, EUA	Análisis del efecto de las extracciones de agua en ríos para actividades de FH en 297 cuencas para el periodo 2009-2013 Cuencas pequeñas con áreas menores a 130 km² son más susceptibles a las extracciones de agua superficial y requieren estándares más rigurosos.
Gallegos et al.	EUA	Análisis espacial del volumen de agua para FH en todo EUA para el periodo 2000-

		2014	
(2015)			Los pozos horizontales son los que más agua requieren para el proceso de FH. Los potenciales impactos a la disponibilidad hídrica dependerán de las diferencias en la cantidad de agua usada para FH.
Kondash y Vengosh (2015)	EUA	Evaluación de la huella hídrica del FH para gas y aceite no convencionales a escala de EUA, para el periodo 2005-2014	A pesar de que se ha incrementado el uso de agua para FH y la producción de aguas residuales en EUA, los volúmenes reportados representan sólo una fracción de los volúmenes reportados por los métodos para la extracción de hidrocarburos convencionales
Vandecasteele et al. (2015)	Cuenca Baltic, Norte de Polonia	Evaluación de los potenciales impactos en la cantidad y calidad de agua debido a escenarios de explotación de gas de lutitas, para el periodo 2015-2030	Los resultados indican que el volumen requerido para FH podría equivaler del 0.03 a 0.86% de las extracciones totales de agua en el área de estudio.
Chen y Carter (2016)	EUA	Evaluación de los volúmenes de agua dulce y reciclada para FH en EUA para el periodo 2008-2014	El porcentaje de agua usada para FH en cada estado fue relativamente bajo comparado con los volúmenes requeridos por otras industrias.
Guo et al. (2016)	Campo de gas Fuling, China	Evaluación de escenarios para definir la demanda de agua para la producción de gas de lutitas para el 2020	La demanda de agua proyectada representa cerca del 1 a 3% de la disponibilidad anual en el distrito Fuling, sin embargo, los potenciales impactos ambientales de contaminación de agua se prevén que sean más serios
Horner et al. (2016)	Dakota del Norte, play Bakken, EUA	Evaluación y análisis de la cantidad de agua y manejo de impactos para el desarrollo de FH para el periodo 2008-2012	El agua para FH a escala regional se puede comparar con las demandas de agua de algunas localidades. Los recursos de agua subterránea no son suficientes para satisfacer las demandas de FH, pero un manejo conjunto con las fuentes superficiales puede minimizar los impactos
Scanlon et al. (2016)	Play Bakken, EUA	Evaluación de las tendencias del uso de agua para FH, fluido de retorno y agua producida para el periodo 2005-2014	El uso de agua por pozo incrementó en 6 veces del 2005 al 2014, por lo que se tuvieron que ampliar las fuentes de agua, así como la infraestructura, permitiendo la transferencia de agua de riego. Al mismo tiempo, el incremento del agua de retorno y agua producida requieren nuevas políticas para manejar los potenciales problemas asociados.
Yu et al. (2016)	Cuenca Sichuan, China	Evaluación de escenarios para definir la demanda de agua para la producción de gas de lutitas para el 2020	Las proyecciones indican que se requerirán de 20 a 30 Hm³ de agua por año para cumplir con las demandas de FH, sin embargo, este volumen es despreciable comparado con las demandas de agua para consumo humano (~36 Bm³). Por otro lado, las demandas de agua para FH podrían competir con otros usuarios locales
Arciniega-Esparza et al. (2017a)	Play Eagle Ford, Texas, EUA	Análisis de la variación del gasto base antes y durante periodo intensivo de FH en 33 cuencas dentro y alrededor del play durante el periodo 2009-2015	La disminución del gasto base observado durante el periodo intensivo se debió principalmente a un episodio de sequía extremo, sin embargo, los volúmenes de agua para FH podrían entrar en conflicto con otros usuarios (como agricultura), especialmente durante tales periodos de estrés hídrico
Walker et al. (2017)	Cuenca del río South Platte, Colorado, EUA	Cuantificación del uso de agua para FH a diferentes escalas espaciales, para el periodo 2003-2014	A nivel del condado, el uso de agua para FH fue de 2.4 a 7% de las demandas totales. El agua producida en el 2014 fue del 42% del agua total usada para FH

Lin <i>et al.</i> (2018)	Dkota del Norte, play Bakken, EUA	Evaluación del manejo de las políticas y actividades para el manejo del agua ante prácticas de FH para el periodo 2008-2014 A pesar de ser una región semiárida, los impactos hídricos debidos al FH fueron limitados debido al manejo del agua y al incremento de precipitación durante el periodo analizado
Kondash <i>et al.</i> (2018)	EUA	Evaluación de las tendencias de uso de agua para FH, el volumen de flujo de retorno y agua producida, así como la energía generada para el periodo 2011-2016 Se ha observado en los últimos años un incremento en el uso de agua para FH y la producción de aguas residuales en los plays más importantes.
Hernández-Espriú <i>et al.</i> (2019b)	Play Eagle Ford, EUA y Mexico	Evaluación de los impactos hídricos en plays no desarrollados, caso de estudio play Eagle Ford, México, para el periodo 2015-2017 Los escenarios evaluados revelaron que una baja intensidad de desarrollo (25%) respecto al play Eagle Ford en México, tendría un impacto muy bajo (~0.68%) respecto a las demandas totales. Mientras que un escenario extremo de desarrollo del 75% equivaldría al ~90% de las extracciones actuales de agua subterránea.

II.3. NEXO AGUA-ENERGÍA

II.3.1. Generalidades

El agua juega un rol principal en muchos procesos para la generación, distribución y uso de la energía. A nivel mundial se estima que cerca del ~15% del agua extraída es utilizada para generar energía por algún tipo de tecnología (Masanet *et al.*, 2013). Por otro lado, se requiere energía para extraer, conducir y suministrar agua de buena calidad para distintos usos humanos, así como tratarla antes de regresarla al medio ambiente (DEOEPSA, 2017).

Además, según como lo expone Shahbaz *et al.* (2013), el consumo de energía presenta una relación bidireccional con el crecimiento económico, debido a que el desempeño económico de un país depende en gran medida de la energía para realizar actividades (industriales, comerciales, servicios, etc.).

En América del Norte, EUA representa la mayor producción de electricidad con ~4,297 TWh (~82% del total) debido a su creciente demanda de recursos energéticos. Canadá ocupa el segundo lugar con 671 TWh con mayor demanda en el sector residencial y México el tercer lugar con 301.5 TWh, en donde el ~77% de la demanda está repartida entre el transporte y la industria (IEA, 2017).

En los últimos años ha aumentado la necesidad de evaluar el nexo agua-energía de manera más integrada debido a que, con el crecimiento poblacional y el cambio climático, se espera que las demandas de agua y energía para el 2030 incrementen en un ~40 y 50%, respectivamente (National Intelligence Council, 2012).

La energía generada con combustibles fósiles predomina en América del Norte, con el 68.9% (870 GW) de la capacidad total (IEA, 2017). Sin embargo, en Canadá, la energía producida con

centrales hidroeléctricas representa el mayor porcentaje del total (~57%), mientras que en EUA y México predomina el uso de combustibles fósiles en un ~74 y ~77%, respectivamente (SENER, 2015; IEA, 2017). Ante estos escenarios, se han buscado otras fuentes de energía menos contaminantes y menos consumidoras de agua, como la energía geotérmica y eólica.

La tecnología utilizada para generar energía juega un papel primordial si se requiere usar más o menos agua. En la [Tabla II.9](#) se muestra una recopilación de los volúmenes de agua por unidad de energía considerando diferentes tecnologías. Se observa que la energía geotérmica y nuclear son las que requieren mayor cantidad de agua, seguidas del carbón de minería subterránea y el gas natural de lutitas. Cabe mencionar que fuentes de energía como la geotérmica, oceánica, solar y viento, son energías de uso no consuntivo, es decir, no gastan el volumen de agua y mantienen en cierta medida la calidad del agua, por lo que se puede utilizar para otra finalidad. Por su parte, la energía hidroeléctrica, si bien no es consumidor directo de agua, las pérdidas por evaporación asociadas a un mal diseño y operación del embalse, han empezado a considerarse recientemente como una huella hídrica importante (Mekonnen y Hoekstra, 2012; Scherer y Pfister, 2016). Mientras que las tecnologías de carbón y gas natural son de uso consuntivo de agua en la etapa de extracción de los hidrocarburos, por lo que reducen la cantidad y calidad del agua disponible en cuencas y/o acuíferos.

Tabla II.9 Agua requerida para generar energía por varias tecnologías. Fuente: [Chang et al. \(2016\)](#)

Tecnología	Fuente	Extracción y proceso [m ³ /GWh]
Carbón	Minería superficial	23-220
	Minería subterránea	64-870
Gas natural	Gas convencional	4-100
	Gas de lutitas	8-800
Nuclear	Uranio	50-1250
Solar	Fotovoltaico	20-800
	Energía solar concentrado	300-640
Viento	En tierra	~0-35
	En la costa	~0-35
Hidroeléctrica		1-60
Geotérmica		8-7600
Oceánica		60-220

Cerca del 70% de la energía que se produce actualmente en el mundo proviene de plantas termoeléctricas, resultando en una fuerte dependencia con los recursos hídricos (Chang et al., 2016). La mayor cantidad de agua en este tipo de centrales se utiliza para el sistema de enfriamiento, de los cuales se distinguen tres tipos: sistema de enfriamiento húmedo, sistema de enfriamiento en seco y sistema híbrido o dual. El primer tipo utiliza agua fría de una fuente de agua externa para regular la temperatura del vapor de condensación, posteriormente el agua es regresada a la fuente externa pero con mayor temperatura. El sistema en seco es el más eficiente pues ayuda a reducir en un ~80% los requerimientos de agua para el proceso de enfriamiento, pues utiliza transferencia de calor

por convección de aire en lugar de la evaporación. Mientras que el sistema dual es una combinación de los anteriores.

Por lo general, las centrales más eficientes requieren menos agua por kilowatt-hora. Las condiciones de operación también contribuyen a reducir las demandas de agua, por ejemplo, las plantas de carbón que operan a temperatura supercrítica son más eficientes que las que operan a temperatura subcrítica, al mismo tiempo requieren menor enfriamiento.

II.3.2. FH en el Nexo Agua-Energía

La extracción de materia para generar energía fósil y nuclear involucra consumo de agua, la cual varía dependiendo de condiciones geológicas, condiciones de la reserva, tecnologías de extracción e incluso la habilidad del operador (Nicot y Scanlon, 2012).

La extracción de carbón se puede llevar a cabo en una capa cercana a la superficie terrestre o a grandes profundidades, resultando en variaciones en el consumo de agua debido al proceso de enfriamiento, lubricación y remoción de impurezas del equipo de extracción (McMahon y Price, 2011).

La extracción del petróleo crudo consiste de tres etapas de recuperación, de las cuales la segunda y tercera involucran inyección de agua o gas a presión para mejorar las tasas de extracción. También se debe hacer notar que este tipo de prácticas produce agua contaminada que debe ser tratada y reinyectada a los almacenamientos de aceite para mantener su presión (Stevens *et al.*, 1999).

Comparado con la extracción de petróleo y carbón, el agua usada para la extracción de gas natural es insignificante, excepto para el gas de lutitas en yacimientos no convencionales mediante la técnica de fracturamiento hidráulico. Algunos autores reportan que existe una fuerte dependencia entre el volumen de agua utilizada para el FH y la producción de hidrocarburos (Ikonnikova *et al.*, 2017; Kondash *et al.*, 2018), esto se puede observar en la Figura II.6.d, en donde el volumen acumulado de agua para FH en el play Barnett, Texas, sigue la misma tendencia que la de la producción acumulada de gas.

Por otro lado, los reportes indican que el uso de agua por producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales mediante FH es menor respecto a los yacimientos convencionales. Scanlon *et al.* (2014a) reportan que en el play Eagle Ford, la relación del volumen de agua por unidad de volumen de aceite no convencional varía de los 0.4 a 1.4 m³/m³, en el play Bakken de los 0.2 a 0.4 m³/m³, mientras que en todo EUA se reportan valores de 0.1 a 5 m³/m³ para extracción de aceite convencional.

En la Figura II.9 se muestra el diagrama de la interacción del fracturamiento hidráulico con los sectores sociales, ambientales, económicos, energéticos y con los recursos hídricos. En general, el FH tiene impactos negativos en los sectores hídrico, social y ambiental, tal como se ha explicado en los subcapítulos anteriores. Los impactos sociales del FH están asociados principalmente con la reducción en la calidad de vida y problemas de salud (TAMEST, 2017).

El sector económico y el FH son dependientes uno del otro. Por un lado, los precios de los hidrocarburos limitan las actividades de FH, por ejemplo, durante la caída del precio del aceite en 2014 de \$104 a \$37 d/l/barril se redujeron las perforaciones de pozos en yacimientos no convencionales en EUA (Scanlon *et al.*, 2016). Mientras que los beneficios económicos asociados al FH han derivado en importantes inversiones a la infraestructura, seguridad y educación en Texas (CBR, 2014).

Existe también una co-dependencia entre la generación de energía y el FH. La extracción de gas no convencional mediante FH representa una importante contribución a la generación de energía, tan sólo en EUA se ha reportado que el gas natural es usado en promedio en el sector industrial en un ~31%, generación de energía en un ~27%, residencial en un ~22% y comercial en un ~14% (Nicot y Scanlon, 2012). En Texas, se utiliza gas natural para el ~50% de la generación de electricidad, lo cual ha incrementado la resiliencia de las termoeléctricas durante periodos de sequía pues ha permitido la transición hacia generadores de ciclo combinado que requieren ~30% menos agua para el sistema de enfriamiento respecto a las plantas con turbinas convencionales (Scanlon *et al.*, 2013).

Para propósitos de esta investigación se estudia el nexo agua-energía en torno al FH, que involucra el volumen de agua requerida para satisfacer las demandas del FH, los hidrocarburos producidos por prácticas de FH, así como las demandas de agua y energía requeridas por la sociedad. Los impactos sociales del FH quedan fuera de los propósitos de este estudio, al igual que los económicos, sin embargo, si se consideran tendencias económicas para predecir el desarrollo de la extracción de gas y aceite no convencionales.

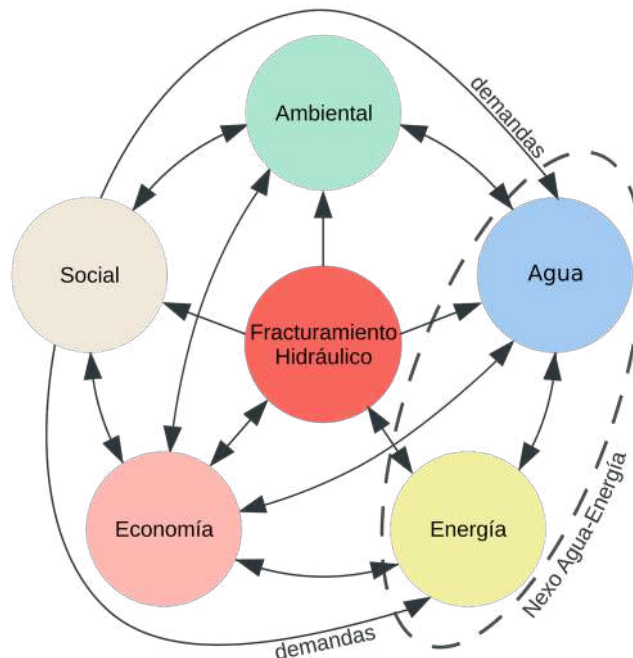


Figura II.9 Aspectos clave para el análisis de los impactos del FH en el Nexo Agua-Energía. Fuente: elaboración propia.

II.4. DESARROLLO PROSPECTIVO DE FH EN MÉXICO

II.4.1. Generalidades

El desarrollo de FH está sujeto a las leyes nacionales de protección del medio ambiente y protección a los recursos hídricos de cada país, así como a la experiencia desarrollada respecto a la extracción de recursos convencionales y no convencionales.

En el continente europeo, el desarrollo de gas y aceite de lutitas no ha sido tan exitoso debido a las preocupaciones ambientales y de salud que han desatado fuertes oposiciones sociales (Gilblom y Patel, 2016). Países como Alemania, Francia, Países Bajos, Escocia y Bulgaria han prohibido las actividades de FH, mientras que en Ucrania se experimenta la mayor actividad de desarrollo de gas y aceite no convencional. El desarrollo de FH en Europa ha sido mínimo comparado con el experimentado en EUA, por ejemplo, en Polonia se reportan apenas 70 pozos perforados durante el periodo 2007-2014, de los cuales únicamente ~12 se consideran pozos horizontales de alto consumo de agua (European Commission, 2015).

En Estados Unidos, el desarrollo de gas y aceite es regulado por ocho leyes federales de salud y medio ambiente que aplican durante la perforación y el FH: Safe Drinking Water Act (SDWA); Clean Water Act (CWA); Resource Conservation and Recovery Act (RCRA); Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act (CERCLA); Emergency Planning and Community Right-to-Know Act (EPCRA); Toxic Substances Control Act (TSCA); Federal Insecticide, Fungicide, and Rodenticide Act (FIFRA); y Clean Air Act (CAA). Adicionalmente, algunos estados han establecido prohibiciones locales, mientras que el gobernador de Nueva York prohibió la práctica de FH a finales del 2014 basado en los riesgos ambientales y a la salud pública (Inside Climate News research, 2016).

Para México, la Reforma Energética (DOF, 2013) representó un cambio en la exploración y desarrollo de los hidrocarburos al presentar modificaciones que incluyen la posibilidad de la extracción de gas y aceite de los yacimientos no convencionales de lutitas, con participación abierta a empresas privadas nacionales y extranjeras. Por otro lado, el gobierno del sexenio 2018-2024 se ha promulgado en contra del fracturamiento hidráulico como una vía de desarrollo en materia de energía, sin embargo, persisten las opiniones al respecto y se espera que se aprovechen los recursos no convencionales del país (Valdelamar, 2019).

Se espera que el desarrollo más intensivo de gas y aceite de lutitas en México se genere en las cuencas Burgos y Sabinas, a lo largo del play Eagle Ford, debido al mayor almacenamiento de recursos técnicamente recuperables (RTR) de gas y aceite (ver Figura II.3). Sin embargo, a pesar de la disponibilidad de RTR, similar a la de algunos plays en EUA, se esperan desafíos asociados a problemas de seguridad, falta de infraestructura, disponibilidad de agua, conflictos sociales, entre otros.

II.4.2. Regulación en México

En México existen tres dependencias encargadas de la regulación y reglamentación entorno al fracturamiento hidráulico (Figura II.10): Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

La CNH es una dependencia del Poder Ejecutivo Federal, con personalidad jurídica que se encarga de publicar los aspectos técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos, así como la licitación y asignación de áreas contractuales. La CNH publica las convocatorias y las áreas licitadas en distintas rondas (<https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/>), las cuales se describirán en los siguientes subcapítulos.

La CONAGUA es un organismo administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), con la responsabilidad de administrar, regular, controlar y proteger las aguas nacionales. Con el fin de establecer una guía base de lineamientos para el desarrollo del fracturamiento hidráulico en México, la SEMARNAT (2015) publicó la “Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas”, la cual aborda de manera general algunos criterios ambientales basados en la experiencia de EUA asociados al proceso constructivo de los pozos.

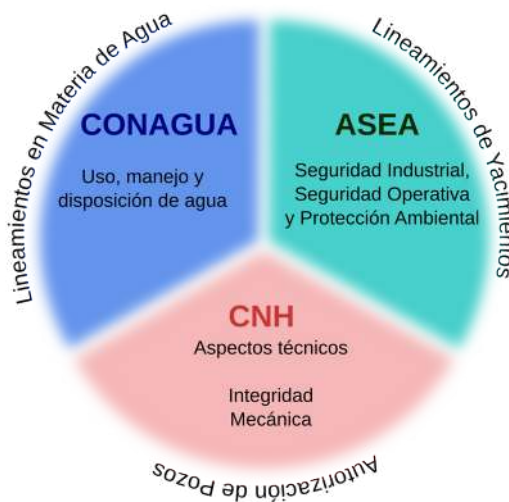


Figura II.10 Entidades mexicanas encargadas de la regulación del uso de agua para FH, lineamientos de seguridad y protección ambiental, y autorización de construcción de pozos.

Por su parte, la CONAGUA publicó en el Diario Oficial de la Federación los “Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales” (DOF, 30/08/2017). Dentro de los apartados más importantes de la DOF (30/08/2017) se encuentra:

- **Art.5**, C-II establece que cuando no haya disponibilidad de agua superficial o subterránea, se podrá: 1) promover transmisión de derechos, 2) solicitar nuevos títulos de concesión de aguas marinas o terrestres salobres, 3) usar aguas residuales no comprometidas.
- **Arts. 7, 8** C-II establecen que los regulados pueden solicitar nuevas concesiones de agua sin la necesidad de un estudio de los impactos de las extracciones de agua para FH en los almacenamientos de agua.
- **C-IV** no se define concretamente el destino del flujo de retorno y agua producida (FP), pues el Art. 14 determina la disposición del FP en términos de la legislación vigente, en donde la NOM-143-SERMARNAT-2003 establece especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita en yacimientos convencionales, pero no considera a los yacimientos no convencionales.

Adicional a lo anterior, en el [DOF \(30/08/2017\)](#) se establece el monitoreo de la calidad y el nivel del agua en ríos y acuíferos cercanos a los pozos no convencionales, sin embargo, la limitada red de monitoreo actual dificulta el establecimiento de la línea base para comparar los efectos producidos por las actividades petroleras.

Por su parte, la ASEA ha publicado una serie de disposiciones y reglamentos para el control de las actividades petroleras asociadas a yacimientos no convencionales, las cuales se resumen a continuación:

- [DOF \(16/03/2017\)](#) “DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra”: se trata de una serie de disposiciones oficiales que reemplazan la guía de criterios ambientales para extracción de gas y aceite en lutitas publicada por la [SEMARNAT \(2015\)](#). Algunas actualizaciones de estas disposiciones respecto a la guía de criterios es la incorporación de artículos que tratan la disposición del agua producida por los yacimientos debido al fracturamiento hidráulico.
- [DOF \(25/01/2019\)](#) “NORMA Oficial Mexicana NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos”: esta norma es obligatoria en todo el territorio nacional y define las etapas de recopilación, revisión, integración y análisis de datos, análisis de riesgo, inspección y análisis de integridad, actividades de mantenimiento y mitigación, así como evaluación del desempeño del proceso de administración de la integridad de ductos terrestres y marinos, durante toda su vida útil, para actividades de recolección de hidrocarburos y distribución de gas natural y petrolíferos.

A pesar del trabajo pendiente en el marco legal, México cuenta con una legislación específica para exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales, a diferencia de varios países, como Argentina, que a falta de una normativa nacional, se han tenido que definir normas y

procedimientos regionales para la explotación de gas de lutitas en la provincia de Neuquén, en el play Vaca Muerta (IAPG, 2012).

II.4.3. Rondas de licitación de la CNH

A partir de la Reforma Energética, se dio a conocer el nuevo régimen fiscal para regular las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para empresas del estado y particulares. En este proceso se implementan contratos petroleros que permiten establecer los reglamentos con el fin de precisar las obligaciones y derechos de una empresa sobre el área administrativa. Estos reglamentos están contenidos en el artículo 8 de la Ley de Hidrocarburos, que señala que la Secretaría de Energía (SENER) establecerá el modelo de contratación para cada área contractual que se licite o se adjudique.

En este sentido, la CNH establece cuatro tipos de contratos:

- **De utilidad compartida:** un porcentaje de la utilidad es para el Estado.
- **De producción compartida:** un porcentaje de la producción es para el Estado.
- **Licencias:** transmisión onerosa de hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo.
- **De servicios:** la totalidad de la producción contractual es para el Estado.

Los procesos de licitación se llevan a cabo por la CNH a partir de un modelo de contrato y lineamientos técnicos elaborados por la SENER, que se resume como: 1) publicación de convocatoria y bases, 2) acceso al cuarto de datos, 3) inscripción a la licitación, 4) aclaraciones, 5) precalificación, 6) presentación y apertura de propuestas y 7) suscripción del contrato.

A finales del 2017, la CNH ya había otorgado 72 contratos a 34 empresas privadas y 33 nacionales, con una inversión de 59 MMMdls (*Rondas CNH*, <https://rondasmexico.gob.mx/esp/rondas/>). Estos contratos son licitados en Rondas de licitación a nivel nacional e internacional. Los resultados de la Ronda Cero se dieron a conocer por la SENER en conjunto con la CNH en agosto del 2014 (SENER, 2014), en donde se permitió identificar las áreas que no pudieran ser explotadas y aprovechadas por Petróleos Mexicanos (PEMEX) para posteriormente licitarlas a empresas que demostraran tener la capacidad para desarrollarlas en rondas subsecuentes.

Las Rondas 1, 2 y 3 se muestran en el *Anexo I*. Las rondas contemplan más de 200 áreas contractuales que abarcan cerca de 152,519 km² en tierra y mar, con recursos de petróleo crudo, aceite súper ligero, aceite ligero, aceite pesado, gas húmedo y gas seco. A pesar de que en la Ronda 1 se contemplaban recursos no convencionales, estos no fueron licitados y pasaron a la tercera convocatoria de la Ronda 3, que licita 9 áreas contractuales de gas húmedo y seco en la cuenca Burgos con un área de 2,700 km².

II.4.4. Desarrollo actual

Las áreas y los campos destinados para la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos terrestres convencionales y no convencionales se presentan en el Plan Quinquenal de Licitaciones, documento indicativo que sienta una base para la definición de las licitaciones a realizarse en un horizonte de cinco años (CNH, 2019).

En la [Figura II.11.a](#) se muestran los bloques del Plan Quinquenal 2015-2019 para hidrocarburos terrestres convencionales (verdes) y no convencionales (azules), así como las cuencas petroleras a las que pertenecen. Los bloques terrestres convencionales abarcan un área de ~29,150 km² y se distribuyen en los estados de Tamaulipas (39 bloques), Veracruz (79), Tabasco (24) y Chiapas (17). Por su parte, los bloques terrestres no convencionales abarcan un área de ~53,100 km² y se distribuyen en las cuencas petroleras Burgos (57 bloques), Sabinas (18), Burros-Picachos (16) y Tampico-Misantla (81).

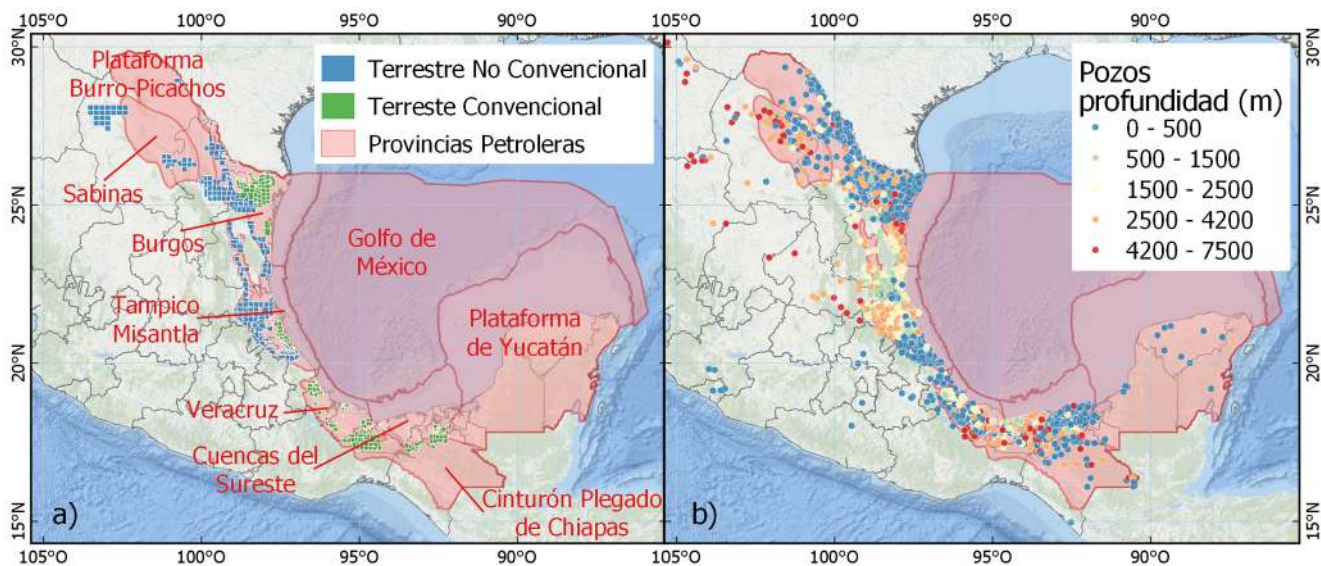


Figura II.11 Desarrollo de exploración y extracción de hidrocarburos en México a) bloques contractuales terrestres de recursos convencionales (verdes) y no convencionales (azules) y b) ubicación y profundidad de los pozos reportados por la CNH. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la CNH

En México se tienen registrados cerca de 28,320 pozos terrestres de producción de gas y aceite, tal como se muestran en la [Figura II.11.b](#). El pozo vertical Ebano-2, perforado en San Luis Potosí en 1904, es el más antiguo del que se tiene registro en la base de datos de la CNH y se perforó a una profundidad de ~470 m. La mayor tasa de perforación de pozos por año en México se dio en dos periodos, cuyos picos se presentaron en 1960 con 791 pozos perforados por año, y 2009 con 1,104. Del total de pozos perforados, ~22,930 cuentan con registro de dirección, de ellos se estima que cerca del ~65% (~15,000) son pozos verticales, con una mediana de profundidad de ~1,800 m. El ~20% de los pozos registrados son catalogados como desviados, con una mediana de profundidad de ~1,840 m. El ~12% de los pozos se clasifica como direccional y menos del 2% como horizontales.

El primer pozo horizontal del que se tiene registro es el denominado Tres Hermanos-128A, perforado en la cuenca Tampico-Misantla en 1979. Del periodo 2000-2015 se han perforado cerca de 462 pozos horizontales, con la mayor tasa de perforación en 2013 con 132 pozos/año. A pesar de la cantidad de pozos reportados, la mayoría de ellos corresponden a pozos de extracción de hidrocarburos convencionales, y como ya se mencionó, los pozos de extracción de hidrocarburos no convencionales llegan a consumir cerca de ~3-9 veces más agua, por lo que los pozos de fracturamiento horizontal para gas y aceite de lutitas son prioritarios en esta investigación.

Desde el 2010, PEMEX ha iniciado con la etapa de exploración que incluyó más de 20 pozos de FH en la formación Eagle Ford, entre las cuencas Burgos y Sabinas (Stevens y Moodhe, 2015). Como ejemplo, el pozo Emergente-1 se perforó a ~4,700 m de profundidad y ~1,300 m de longitud lateral horizontal, además, se requirieron cerca de 17 episodios de fracturamiento y se usaron cerca de ~30,000 m³ de agua (Stevens y Moodhe, 2015). La producción de Emergente-1 inició con ~2.5 MMpcpd de gas y declinó a ~0.3 MMpcpd en dos años (CNH, 2016). Al presente no se tiene registro de un pozo en México que produzca gas de lutitas de forma comercial (Hernández-Espriú *et al.*, 2019b).

III. METODOLOGÍA Y HERRAMIENTAS

En este capítulo se presenta la metodología adoptada para lograr los objetivos planteados en esta investigación, así como las bases de datos y herramientas utilizadas. Debido a que en la metodología se mencionan en múltiples ocasiones las bases de datos y herramientas, primero se describen estas últimas, seguidas de su implementación en la metodología.

III.1. DESCRIPCIÓN DE LAS BASES DE DATOS Y HERRAMIENTAS

III.1.1. Fuentes de información

Para esta investigación se consultaron distintas bases de datos nacionales e internacionales. Los principales portales web de información geoespacial, datos climatológicos, demandas de agua y registros históricos de actividades petroleras se muestran en la [Tabla III.1](#).

De la [Tabla III.1](#) se destacan dos fuentes de información relacionadas con el fracturamiento hidráulico: FracFocus e IHS. FracFocus cuyo nombre completo es *FracFocus Chemical Disclosure Registry version 3.0* es una página web que provee una base de datos abierta al público y que es manejada por el *Ground Water Protection Council* y la *Interstate Oil and Gas Compact Commission*. FracFocus contiene información del fracturamiento hidráulico en pozos de EUA, principalmente los compuestos químicos utilizados para el fluido del fracturamiento, además del número API de cada pozo (número único de 10 dígitos que identifica a cada pozo), fechas del inicio y el final de las operaciones del fracturamiento, nombre del operador, profundidad de perforación, volumen total a base de agua utilizado para el FH, volumen total que no es agua utilizado para FH, entre otros. FracFocus comenzó a operar en 2011 y es actualizado mensualmente (alrededor del 15 de cada mes).

El objetivo principal del sitio web de FracFocus es proporcionar información objetiva sobre el fracturamiento hidráulico para la protección de agua subterránea, por ello mismo, FracFocus brinda a sus usuarios un buscador de pozos para determinadas áreas. La base de datos contiene información de 23 estados y se han registrado más de 80,000 pozos por más de 1,000 compañías.

Por su parte, IHS Enerdeq ([IHS Energy, 2011](#)) es una base de datos privada que contiene información de propiedades constructivas de los pozos, tales como la dirección de la perforación, longitud horizontal, profundidad vertical, formación de producción, método de estimulación, número de etapas de fracturamiento, volumen de apuntalante e información detallada del proceso de perforación, entre otras. Una característica importante de IHS es que distingue la calidad de agua usada para el FH (fresca o salada). La desventaja principal de IHS es que tiene costos elevados, por lo que son pocos centros de investigación los que tienen acceso a dicha información. Sin embargo, a través de un trabajo colaborativo con el *Bureau of Economic Geology* (BEG) de la Universidad de Texas en Austin permitió el acceso a la información correspondiente al play Eagle Ford, para un periodo que cubre del 2009 a mediados del 2017.

La base de datos geoespacial de yacimientos no convencionales, provincias petroleras y polígonos de Rondas de licitación fueron obtenidos de los portales de la EIA, CNH, CNIH y Rondas México.

Tabla III.1 Descripción de los principales portales de información consultados en esta investigación

Base de datos	Descripción	Link
Portales e información internacional		
FracFocus	Registro nacional de EUA de químicos para fracturamiento hidráulico	http://fracfocus.org/
IHS	Base de datos petroleros IHS Enerdeq	https://ihsmarkit.com/index.html
WDN	USGS Water Data for the Nation	https://waterdata.usgs.gov/nwis
EIA	U.S. Energy Information Administration	https://www.eia.gov/
UER	Portal del Unconventional Energy Resources	http://www.unconventionalenergyresources.com/
IGRAC	International Groundwater Resources Assessment Center	https://www.un-igrac.org/
Geology	Portal Geology and Earth Science News and Information	https://geology.com/
SHIP	Portal de información Shale Gas Information Plataform	http://www.shale-gas-information-platform.org/
FracRisk	Portal de información Europea de actividades de Fracturamiento Hidráulico	http://www.fracrisk.eu/
TWDB	Portal de Información del Texas Water Development Board	https://www.twdb.texas.gov/
WaterData for Texas	Geoportal de registros de variables hidrológicas para el estado de Texas	https://waterdatafortexas.org
AQUASTAT	Sistema de Información Global de Agua y Agricultura de la FAO	http://www.fao.org/aquastat/en/
Portales e información nacionales		
CLICOM	Base de datos Climatológica Nacional	http://clicom-mex.cicese.mx/
BANDAS	Banco Nacional de Datos de Aguas Superficiales	https://app.conagua.gob.mx/bandas/
CONABIO	Geoportal del Sistema Nacional de Información sobre Biodiversidad	http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/
SIGA	Sistema de Información Geográfica del Agua	https://siga.conagua.gob.mx/home/
SGM	Portal de Información del Servicio Geológico Nacional	https://www.gob.mx/sgm/
REPDA	Consulta de la base de datos de Registro Público de Derechos de Agua	https://app.conagua.gob.mx/consultarepda.aspx
CNH	Portal de información del Centro Nacional de Hidrocarburos	https://www.gob.mx/cnh
CNIH	Portal del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos	https://hidrocarburos.gob.mx/
RondasMexico	Portal de Información de las Rondas y Licitaciones de la CNH	https://rondasmexico.gob.mx/
MapaDigitalMexico	Geoportal de INEGI para visualización espacial de información	http://gaia.inegi.org.mx/mdm6/?v=bGF00jIzLjE0MTk5LGxvbjotMTAxLjI2Njc1LHo6MixsOmNhZ3Jv&theme=ceagro
INEGI	Instituto Nacional de Estadística y Geografía	https://www.inegi.org.mx/
SINA	Sistema Nacional de Información del Agua de la CONAGUA	http://201.116.60.25/sina/
Mapa Energético	Mapa Energético de América del Norte	http://gaia.inegi.org.mx/mdm-clientna/

Las series de tiempo hidrológicas, hidrogeológicas y climáticas para EUA fueron obtenidas de los portales WDN, TWDB y Water Data for Texas, mientras que para México se obtuvieron de los portales BANDAS, SIGA y CLICOM. Información adicional de cuencas, acuíferos y zonas de cultivo y riego se obtuvieron de los portales AQUASTAT, TWDB, CONABIO y SINA. Número de habitantes, consumos de agua, extracciones de acuíferos y volúmenes concesionados se obtuvieron de TWDB, WaterData for Texas, INEGI y REPDA.

Debido a la falta de información *in situ* de distintas variables hidrológicas, principalmente aquellas relacionadas con agua subterránea, fue necesario recurrir a datos derivados de percepción remota y modelos globales. Con los avances en tecnología, ahora con percepción remota es posible medir o estimar componentes del ciclo hidrológico a gran escala, por lo que se ha convertido en una herramienta fundamental para el manejo del recurso hídrico (Anderson *et al.*, 2012; Armanios y Fisher, 2014). La ventaja principal del uso de datos derivados de sensores remotos, tal como menciona Anderson *et al.* (2012), es que proveen información espacio-temporal consistente que de otra forma sería muy costosa de obtener, especialmente en cuencas sin estaciones de medición.

Actualmente existen distintos productos derivados de satélites y de modelos de asimilación global que se encuentran de acceso libre al público. Para propósitos de esta tesis se utilizaron los datos hidrológicos derivados de las misiones satelitales mostradas en la Tabla III.2, de las cuales se derivan variables como precipitación (P), temperatura mínima y máxima (T), anomalías del almacenamiento terrestre (TWSa), índice de vegetación normalizado (NDVI) e índice de vegetación mejorado (EVI), evapotranspiración potencial (PET) y evapotranspiración actual (ET).

Tabla III.2 Descripción de las bases de datos de variables hidrológicas derivadas de sensores remotos o misiones satelitales utilizadas en esta investigación

Base de datos	Variables	Descripción	Extensión	Resolución espacial	Resolución temporal	Periodo	Referencia
TRMM 3B42	P	Tropical Rainfall Measuring Mission (TRMM) product 3B42	Global	1/4 de grado	Tri-horaria / Diario / Mensual	1998-presente	Huffman <i>et al.</i> (2010)
TRMM 3B43	P	Tropical Rainfall Measuring Mission (TRMM) product 3B43 with Station data	Global	1/4 de grado	Mensual	1998-presente	Bolvin y Huffman (2015)
CHIRPS V2.0	P	Climate Hazards Group InfraRed Precipitation with Station data	Global	1/20 de grado	Diaria	1981-presente	Funk <i>et al.</i> (2015)
GRACE	TWSa	Gravity Recovery and Climate Experiment (GRACE) Level-3 gridded LAND fields product JPL-RL05	Global	1/2 grado	Mensual	2003-presente	Seo <i>et al.</i> (2006)
MODIS13Q1	NDVI, EVI	Moderate-resolution Imaging Spectroradiometer (MODIS) Vegetation Index (VI) MODIS13A	Global	250 m	8 días / mensual	2000-presente	Bastiaanssen y Ali (2003)
MODIS16A3	ET, PET	Moderate-resolution Imaging Spectroradiometer (MODIS) Global Terrestrial Evapotranspiration (ET) (NASA MOD16A2/A3)	Global	1 km	8 días / mensual	2000-2017	Mu <i>et al.</i> (2011)

En la [Tabla III.3](#) se muestran las bases de datos de modelos de superficie, de los cuales se obtienen variables hidrológicas como caudal (Q), caudal base (Qb), evapotranspiración potencial (PET), evapotranspiración actual (ET), humedad del suelo (SM) y recarga de acuíferos (Rg). En este caso, los modelos de superficie son capaces de modelar simultáneamente el balance de energía, balance de agua y balance de carbón, por lo que incorporan interacciones entre la atmósfera y los procesos hidrológicos en el suelo y subsuelo.

Finalmente, en la [Tabla III.4](#) se muestran las bases de datos de uso de suelo, propiedades físicas del suelo y reflectancia a partir de imágenes multi-espectrales.

Tabla III.3 Descripción de las bases de datos de variables hidrológicas derivadas de modelos de superficie utilizadas en esta investigación

Base de datos	VARIABLES	Descripción	Extensión	Resolución espacial	Resolución temporal	Periodo	Referencia
GLDAS-2 NOAH	ET, PET, SM, Q, Qb	Global Land Data Assimilation System (GLDAS) NOAH version 2	Global	1/4 grado	Tri-horaria / Mensual	1948-2009	Hualan y Hiroko (2013)
NLDAS NOAH	ET, PET, SM, Q, Qb	North American Land Data Assimilation System (NLDAS) NOAH version 2	Estados Unidos y parte de Canadá y México	1/8 de grado	Tri-horaria / Mensual	1979-2017	Robles-Morua et al. (2012)
MERRA-2	ET, PET, SM, Q, Qb	Second Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications (MERRA-2)	Global	0.5 x 0.625 de grado	Tri-horaria / Mensual	1980-2017	Bosilovich et al. (2016)
WaterGAP v2.2	Rg	Recarga simulada con el modelo WaterGAP	Global	1 /2 de grado	Mensual	1960-2009	Döll et al. (2014)

Tabla III.4 Descripción de las bases de imágenes satelitales de cobertura de suelo, tipo de suelo y reflectividad utilizadas en esta investigación

Base de datos	VARIABLES	Descripción	Extensión	Resolución espacial	Resolución temporal	Periodo	Referencia
CCI Land Cover	Coertura Vegetal	Climate Change Initiative (CCI) Land Cover	Global	300 m	Anual	1992-2015	Hollmann et al. (2013)
SoilGrids	Tipo de Suelo	Sistema para el mapeo automatizado del suelo basado en predicciones con Machine Learning	Global	250 m	-	-	Hengl et al. (2017)
Landsat	Imágenes satelitales	Imágenes multi-espectrales de los satélites del Programa Landsat	Global	30 m	16 días	1970-presente	USGS (2012)

- **Tropical Rainfall Measuring Mission (TRMM):** Lanzada en noviembre de 1997, TRMM fue una iniciativa conjunta de la NASA y la agencia aeroespacial de Japón para la medición de la precipitación tropical y subtropical. TRMM cuenta con un radar de precipitación, un radar de

exploración electrónica, un sensor de imágenes de microondas, un radiómetro de microondas pasivo de nueve canales, un escáner de luz visible e infrarroja y un radiómetro visible/infrarrojo de cinco canales (Kummerow *et al.*, 1998). El producto TRMM 3b42 a escala diaria es un acumulado del producto tri-horario, mientras que el producto 3b43 fue creado usando un ajuste de la precipitación mensual con corrección de datos en tierra (Bolvin y Huffman, 2015). Para febrero del 2014, la NASA lanzó otra misión para el monitoreo de la lluvia, la *Global Precipitation Measurement* (GPM), cuyo objetivo es continuar con el monitoreo espacial de la lluvia (Hou *et al.*, 2014), pero debido a que su periodo de medición es muy corto, no se consideró para este análisis.

- **Climate Hazards Group InfraRed Precipitation with Station data (CHIRPS):** CHIRPS v2.2 es un producto de precipitación global a escala diaria de más de 30 años de registro que combina precipitación derivada de percepción remota de cinco satélites diferentes e incluye un proceso de calibración con más de 14,000 estaciones en tierra.
- **Gravity Recovery and Climate Experiment (GRACE):** La misión GRACE fue lanzada por la NASA y el Centro Aeroespacial de Alemania (DLR) en el 2002 con el objetivo de medir las variaciones en el campo gravitatorio de la tierra, el cual ha sido utilizado para estimar los cambios en el almacenamiento terrestre (TWS) (Tapley *et al.*, 2004). GRACE cuenta con dos satélites que orbitan alrededor de la Tierra (uno detrás del otro), las variaciones gravitacionales son estimadas como las variaciones en la distancia entre los satélites que se generan debido al aumento de la gravedad que acelera al primer satélite.
- **North America Land Data Assimilation System (NLDAS):** Integra una gran cantidad de observaciones y datos de reanálisis junto con modelos de superficie para generar una malla regular de $\frac{1}{8}$ de grado de las componentes del balance de agua y energía para Norte América (Rui y Mocko, 2014). Para esta tesis se utilizó el producto NLDAS-2 NOAH.
- **Second Modern-Era Retrospective analysis for Research (MERRA):** Reanálisis atmosférico de la NASA junto con métodos de asimilación de datos que inició en 1980 (Rienecker *et al.*, 2011). En esta tesis se utilizó el producto MERRA-2, ya que contiene actualizaciones respecto a MERRA en el método de interpolación global, la lluvia de forzamiento y el sistema de asimilación de datos.
- **Moderate-resolution Imaging Spectroradiometer (MODIS) Vegetation Index (VI) and Global Evapotranspiration (ET):** MODIS consiste de dos satélites: Terra y Aqua. Terra orbita alrededor de la Tierra de tal manera que pasa del norte a sur por el ecuador en la mañana, mientras que Aqua pasa de sur a norte sobre el ecuador en la tarde. MODIS adquiere datos en 36 bandas espectrales o grupos de longitud de onda, las cuales se utilizan para mejorar el entendimiento de la dinámica global de los procesos que ocurren en la superficie, en los océanos y en la atmósfera (CEO, 2010).

El producto MODIS13Q1 Vegetation Index (VI) provee cada 16 días de información espacio-temporal consistente de las condiciones de vegetación, mediante el índice de vegetación normalizado (NDVI) y el índice mejorado de vegetación (EVI). Estos índices de vegetación han sido calculados utilizando correcciones atmosféricas y reflectancias de la superficie terrestre para remover cuerpos de agua, nubes y sombras de nubes (Solano *et al.*, 2010).

El producto MODIS16 contiene la evapotranspiración terrestre (ET) a resoluciones espaciales de 1 a 5 km y abarca casi toda la superficie terrestre. El algoritmo utilizado en MODIS16 se basa en la lógica de la ecuación de Penman-Monteith, en la cual se utilizan datos meteorológicos diarios y propiedades de la dinámica de la vegetación derivados de las bandas espectrales de MODIS (Mu *et al.*, 2011).

- **WaterGAP v2.2 dataset:** Producto global de recarga de agua subterránea simulada con el modelo WaterGAP a una resolución espacial de 0.5 grados y una escala mensual para el periodo 1960-2009. La versión 2.2 es una actualización de versiones anteriores, a la cual se le ha agregado la modelación de recarga de precipitación y cuerpos de agua superficiales (Döll *et al.*, 2014).
- **Climate Change Initiative (CCI) Land Cover (LC):** Desarrollado por la Agencia Espacial Europea, el proyecto CCI-LC provee de mapas globales de cobertura vegetal con una resolución espacial de ~300 m para el periodo 1992-2015. La tipología de los mapas fue derivada a partir de un sistema de clasificación de cobertura de suelos desarrollado por la FAO (Bontemps *et al.*, 2012). Los mapas fueron generados a partir de un algoritmo jerárquico utilizando imágenes multi-espectrales e índices de vegetación.
- **SoilGrids:** Creada por la *International Soil Reference and Information Centre* (ISRIC), se trata de una base de datos de propiedades y clases de suelo usando covariables y modelos basados en machine learning ajustados de forma global a 1 km y 250 m de resolución. La base de datos contiene información de propiedades físicas y químicas a diferentes profundidades del suelo (0, 5, 15, 30, 60, 100 y 200 cm).
- **Landsat:** grupo de satélites lanzados por NASA con el objetivo de generar una base de datos de imágenes multi-espectrales de toda la Tierra. Los satélites Landsat orbitan alrededor de la Tierra en órbita circular heliosincrónica, a aproximadamente 705 km de altura, y cruzan el Ecuador de Norte a Sur entre las 10:00 y 10:15 de la mañana, teniendo una visión de toda la superficie terrestre en un tiempo de 15 días. Hasta la fecha, se han lanzado 8 misiones, en 1972, 1975, 1978, 1982, 1985, 1993, 1999 y 2013.

Para propósito de esta investigación se utilizó el producto LANDSAT/LE7_TOA_1YEAR, el cual ha sido derivado de la misión Landsat 7 a partir de las composiciones anuales de la reflectancia a escala anual, generadas en la plataforma Google Earth Engine (Gorelick, 2012) para el periodo enero/1999-diciembre/2014. Este producto ha sido procesado para excluir efectos de nubosidad y excluye imágenes cuyos metadatos marcan una elevación del sol negativa.

III.1.2. Descripción de herramientas

Para el análisis y procesamiento de la información se utilizaron herramientas de código abierto (*open source*), además, algunos de los códigos desarrollados para esta investigación se encuentran disponibles en repositorios web (los cuales se describirán más adelante). Las herramientas utilizadas se describen a continuación:

- **Python:** la limpieza de las bases de datos, análisis estadístico, clasificación, análisis de series espacio-temporales, análisis hidrológico y generación de gráficas se realizaron con Python 3.6 (Python, 2015), un lenguaje de programación de escritura dinámica y orientado a objetos, multi-plataforma y de código abierto. Python ha sido recientemente usado para análisis numérico, ciencia de datos, aprendizaje de máquinas, minería de datos, entre muchos otros. Para esta investigación se utilizó la plataforma Anaconda (<https://www.anaconda.com/>), la cual es una distribución de Python con múltiples librerías de análisis numérico, estadístico, inteligencia artificial, visualización, entre otras.

Algunas de las librerías de Python utilizadas en esta investigación incluyen: Pandas (McKinney, 2011), librería para el análisis de datos para estructuras de tipo series y/o tablas; Scipy (Oliphant, 2007), librería estándar de Python para cómputo científico que contiene algoritmos estadísticos, optimización numérica, interpolación, entre otros; Scikit-learn (Pedregosa et al., 2011), una potente y eficiente librería para minería de datos y aprendizaje de máquina; Statsmodels (Seabold y Perktold, 2010), conjunto de modelos estadísticos para la exploración y análisis de datos; Xarray (Hoyer y Hamman, 2017), librería para análisis de datos multi-dimensionales para cómputo en paralelo que facilita el procesamiento de datos climatológicos a gran escala; y Seaborn (Waskom, 2018), una potente librería de visualización que muestra gráficas informativas de forma muy sencilla.

- **Octave:** Octave o GNU Octave, es un lenguaje de programación científica orientado al análisis numérico (Eaton, 2001), de código libre y multi-plataforma, de sintaxis muy sencilla basada en arreglos matriciales, similar a Matlab. Octave cuenta con distintas librerías para resolver problemas de álgebra lineal, optimización, entre otros. Algunos de los algoritmos para el análisis de datos fueron generados en Octave debido a su sencillez. Para el procesamiento de la información se utilizó Octave en su versión 4.1 y 5.1.
- **QGIS:** Es un Sistema de Información Geográfica (SIG) de propósito general de código libre y multiplataforma que permite trabajar con una amplia variedad de formatos de archivos espaciales y contiene una vasta librería de algoritmos de análisis geoespacial, dentro de ellas, de análisis de terreno y análisis hidrológico (QGIS Development Team, 2015). Actualmente es uno de los SIGs más utilizados en el mundo y es comparable con ArcGIS en muchas aplicaciones de geociencia. En esta investigación se utilizó la versión de QGIS 3.2 Bonn.
- **SAGA GIS:** *System for Automated Geoscientific Analyses* (SAGA) es un potente SIG de código libre y multi-plataforma que contiene una vasta librería para procesamiento espacial de capas vectoriales y capas de tipo rásters (Conrad et al., 2015). Los algoritmos contenidos en SAGA versión 2.3 y 6.4 para análisis hidrológico y de terreno fueron ampliamente utilizados en esta investigación para delimitación de áreas de interés, análisis y descripción de la zona de estudio, análisis espacio-temporal del desarrollo de actividades petroleras, entre otros.
- **GRASS GIS:** *Geographic Resources Analysis Support System* (GRASS) es un potente SIG de código abierto y multiplataforma (Neteler et al., 2012). GRASS se especializa en el análisis de datos geoespaciales en formato ráster, sin embargo, también contiene una gran cantidad de algoritmos de análisis de datos vectoriales. Una de las capacidades más importantes y por

las cuales se utilizó en esta investigación, es por las herramientas para la creación y manejo de series espacio-temporales, las cuales facilitan el trabajo de procesamiento de la información climatológica. Para esta investigación se utilizó la GRASS en su versión 7.4.

- **Google Earth Engine (GEE):** Plataforma para análisis científico y visualización de bases de datos geoespaciales en la nube ([Gorelick, 2012](#)). Earth Engine contiene petabytes de imágenes satelitales y bases de datos globales de más de 40 años, y permite el análisis de toda la información a través de servicio de Google Cloud mediante un sistema distribuido en paralelo a través de múltiples GPUs y computadoras, por lo que procesos que podrían llevar semanas en un computador personal, podrían realizarse en cuestión de horas o minutos en GEE.

III.2. METODOLOGÍA

La metodología a seguir en esta investigación se resume en el esquema de la [Figura III.1](#). La metodología ha sido dividida en dos bloques principales: la evaluación del desarrollo e impactos del FH en EUA, principalmente los plays de Texas; y la evaluación de una línea base y la generación de posibles escenarios de desarrollo de FH y sus impactos en los recursos hídricos en México.

Para la evaluación del desarrollo de FH en Texas se realizó una limpieza y análisis estadístico de las bases de datos de las fuentes de información de FracFocus e IHS (ver [Tabla III.1](#)), de ellas se extrajeron las tendencias en consumos de agua para FH y otras propiedades asociadas.

Para el análisis de fuentes y usuarios de agua se determinaron los volúmenes de extracción de agua y se determinaron los cambios en el almacenamiento subterráneo de los últimos años. Finalmente se evaluaron los impactos hídricos asociados al FH en los principales plays de Texas y los impactos hidrológicos en el play Eagle Ford, Texas, el cual es de principal interés pues presenta similitudes geológicas con el play de mismo nombre en el noreste de México.

Para la evaluación de impactos en México, primero se determinó la línea base, en donde se determinaron fuentes y usuarios de agua y energía, de esta forma se derivó la disponibilidad hídrica y el nexo agua-energía en la región. Posteriormente, a partir de los estadísticos recopilados en los plays de EUA, se generaron escenarios de desarrollo de FH en la región semiárida del noreste de México y se determinaron los impactos en función de índices de estrés de agua.

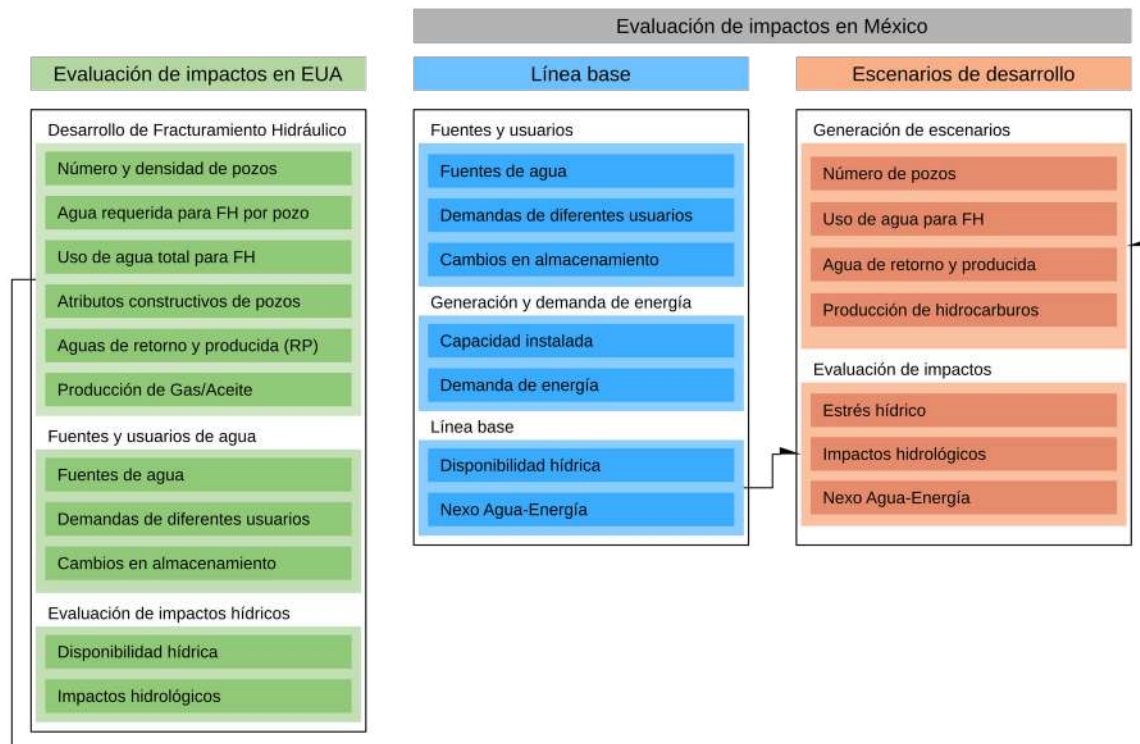


Figura III.1 Esquema de la metodología general adoptada para evaluar los impactos hídricos del FH en México.

III.2.1. Evaluación de impactos de FH en EUA

La metodología propuesta para evaluar los impactos hídricos del FH en los plays de Texas se divide en tres etapas: 1) caracterización hidrológica e hidrogeológica de la zona de estudio, en donde se definen, entre otras cosas, las fuentes de agua y la disponibilidad mediante un balance de agua; 2) análisis de la evolución histórica del FH, en donde se determinan tendencias y estadísticos del desarrollo del fracturamiento hidráulico en función de número de pozos, volumen de agua para FH, densidad de pozos, producción de hidrocarburos, entre otros; 3) se analizan series de tiempo hidrológicas para determinar los impactos asociados al FH.

El análisis se limita a los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y la cuenca Permian, en Texas, debido principalmente a la cercanía y a la similitud geológica de los plays respecto a los plays del noreste de México. Además, el play Eagle Ford en Texas (Eagle Ford TX) es de principal interés para este estudio pues se extiende por la frontera hacia México, en lo que se denomina en este trabajo como Eagle Ford MX, en la cuenca Burgos y Sabinas.

III.2.1.1 Fuentes de agua y balance hídrico

Las fuentes de agua y los volúmenes extraídos para diferentes usos en los plays de Texas fueron obtenidos del Texas Water Development Board (TWDB, [Tabla III.1](#)). La información recopilada de las fuentes de agua incluye la extensión de los acuíferos regionales, ubicación de pozos de extracción de agua subterránea, ubicación y propiedades de presas. Las extracciones de agua han sido recopiladas por condado a escala anual para el periodo 1994 a 2016. Los usos se dividen en seis categorías: uso municipal, manufactura, minería, generación de electricidad, riego y ganadería.

Las series de tiempo hidrológicas para determinar la disponibilidad hídrica han sido obtenidas de bases de datos públicas y de datos derivados de percepción remota y datos de reanálisis. Las series de escurrimiento diario de estaciones hidrométricas y la piezometría diaria fueron obtenidas de los portales Water Data for the Nation de la USGS y de WaterData for Texas, para periodos que van de 1988 al 2016. Las series históricas de precipitación (P), evapotranspiración (ET), humedad del suelo (SM), cambios en el almacenamiento terrestre (TWS) y dinámica de la vegetación, han sido obtenidos de las bases de datos descritas en las [Tablas III.2-III.4](#).

La disponibilidad hídrica en las zonas de interés fue estimada a partir del balance de agua, que se define como la cantidad de agua para un volumen específico en el tiempo ([Dingman, 2002](#)). Las componentes del balance hídrico se muestran en la [Figura III.2](#), en donde los cambios en el almacenamiento total a escala de un volumen de control se pueden escribir en función de los cambios del almacenamiento superficial, subsuperficial y subterráneo ([Anderson et al., 2012](#)), dados por la ecuación:

$$\Delta TWS = \Delta SW + \Delta SM + \Delta GW \quad (1)$$

en donde ΔTWS es el cambio de almacenamiento total o terrestre; ΔSW es el cambio en el almacenamiento superficial; ΔSM es el cambio en el almacenamiento de humedad de suelo; ΔGW es el cambio en el almacenamiento subterráneo. Por su parte, un cambio Δ de alguna variable hidrológica X se define como $\Delta X_i = (X_i - X_{i-1})/dt$.

La ecuación (1) se puede expresar como una combinación de las anomalías de cada uno de los almacenamientos:

$$TWSa = SWa + SMa + GWa \quad (2)$$

en donde una anomalía se define como $Xa_i = X_i - X_m$, en donde X_m es el promedio de largo plazo.

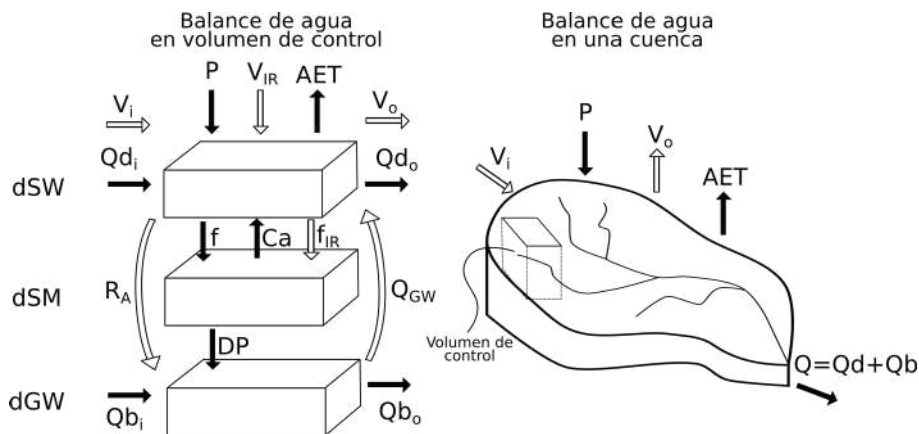


Figura III.2 Esquema conceptual del balance de agua total (superficial y subterránea) en un volumen de control y a escala de una cuenca con efectos antropogénicos. Las flechas negras corresponden a condiciones naturales y las blancas a forzamientos humanos.

En función de las componentes hidrológicas superficiales, subsuperficiales y subterráneas, se asume que los cambios en los tres almacenamientos están dados por:

$$\Delta SW = P + Qd_i + V_{IR} + V_i - ET - Qd_o - f - f_{IR} - R_A - V_o \quad (3)$$

$$\Delta SM = f + f_{IR} - DP \quad (4)$$

$$\Delta GW = DP + R_A + Qb_i - Q_{GW} - Qb_o \quad (5)$$

en donde P es la precipitación; ET es la evapotranspiración que involucra la transpiración de plantas y evaporación del suelo y cuerpos de agua; Qd_i es el escurrimiento superficial de entrada al volumen de control; Qd_o es el volumen de escurrimiento superficial de salida; V_{IR} es el volumen para riego; f es la infiltración; f_{IR} es la infiltración de agua por riego; R_A es la recarga artificial inducida al acuífero; V_i son las entradas generales al volumen de control (conducción de agua por canales, manantiales, etc.); V_o son las salidas generales del volumen de control, incluidas abstracciones superficiales; DP es la percolación o recarga a estratos profundos, Q_{GW} es el bombeo de agua subterránea; Qb_i y Qb_o

son los flujos subterráneos, que en caso de que el nivel de agua sobrepase la cota topográfica se convierte a gasto base en los ríos.

Dado que ΔTWS , ΔSW y ΔSM se obtienen o se derivan de mediciones o datos derivados de percepción remota, el cambio en el almacenamiento subterráneo se puede expresar entonces como:

$$\Delta GW_i = \Delta TSW_i - \Delta SW_i - \Delta SM_i \quad (6)$$

Por otro lado, en zonas áridas, el cambio en el almacenamiento superficial suele ser despreciable ($\Delta SW \approx 0$) debido a que no existen almacenamientos superficiales importantes, como lagos, embalses o nieve.

A escala de una cuenca con fronteras cerradas (sin interacción de agua subterránea con otros acuíferos) y con régimen natural (con poca o nula intervención humana), el cambio en el almacenamiento total se reduce a la ecuación propuesta por [Landerer et al. \(2010\)](#):

$$\Delta TWS_i = \frac{1}{2} [P_i - (ET_i + Q_i)] - [P_{i-1} - (ET_{i-1} + Q_{i-1})] \quad (7)$$

en donde P es la precipitación, ET la evapotranspiración real y Q es el caudal total. Cabe destacar que a escala anual, en una cuenca natural, se espera que los cambios en el almacenamiento terrestre sean despreciables, es decir, $\Delta TWS \approx 0$.

III.2.1.2 *Desarrollo histórico de FH en Texas*

Para entender la variabilidad espacial y temporal del consumo de agua por pozo y el consumo total de agua, así como otras variables asociadas al desarrollo del fracturamiento hidráulico, se pretenden explorar y analizar las bases de datos de FracFocus e IHS (ver [Tabla III.1](#)).

La base de datos de FracFocus 3.0 fue recopilada para los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y cuenca Permian para el periodo 2011-2017. Las variables de interés contenidas en FracFocus se muestran en la [Tabla III.5](#), en donde FH agua es la principal variable de interés pues reporta el volumen de agua por pozo durante el fracturamiento.

Como se describió anteriormente, de la base de datos de IHS se recopilaron registros únicamente para el play Eagle Ford para el periodo 2009 a mediados del 2017. En la [Tabla III.5](#) se muestran las variables analizadas de IHS, en donde se destacan la longitud lateral (H Longitud) y el volumen del apuntalante (Apuntalante) debido a que en otros estudios se ha encontrado una fuerte correlación respecto al uso de agua por pozo ([Scanlon et al., 2016](#); [Ikonnikova et al., 2017](#)).

La exploración y análisis de las bases de datos se realizó en tres etapas: limpieza de base de datos, análisis geoestadístico y análisis espacio temporal:

- **Minería de datos:** Con el objetivo de limpiar las bases de datos de valores atípicos y errores en el registro, se aplicaron técnicas de minería de datos, los cuales consisten en detección de pequeños *clusters* de datos anómalos y valores inusuales (*outliers*) que producen

contaminación de los datos y pueden llegar a generar errores en la interpretación de la información (Hand, 2007). El control de calidad de las bases de datos se realizó en tres etapas:

- Se removieron los registros con valores nulos en las variables FH agua, fecha inicial y fecha final del FH, además de outliers evidentes. Estos últimos consideraron a los pozos con valores cero en FH agua y TVD (profundidad vertical verdadera), así como valores de FH agua > 150, 000 m³/pozo y Fracturamiento > 90 días.
- Se detectaron los outliers contenidos en cada una de las variables de interés. Para ello se aplicaron cinco pruebas para detección de valores atípicos derivadas de tres técnicas: método intercuartil (IQR), método de la desviación media absoluta (MAD) y el método Z-score.
 - El método IQR define que un outlier ocurre cuando se cumple alguna de las condiciones siguientes:

$$\begin{aligned} \chi_i &< X_{25} - d * IQR \\ \chi_i &> X_{75} + d * IQR \end{aligned} \quad (8)$$

en donde X_{25} es el cuartil inferior (25%), X_{75} es el cuartil superior (75%), IQR es el rango intercuartil definido como $X_{75} - X_{25}$, y d es un factor que se asume como 3 para detectar outliers extremos o 1.5 para detectar outliers intermedios (Barbato *et al.*, 2011). Esta técnica es poco sensible a alteraciones debidas a outliers y no considera tamaño de la muestra. Sin embargo, para bases de datos muy extensas, se ha encontrado que esta metodología tiende a remover valores genuinos (Barbato *et al.*, 2011). En este estudio se consideró el método IQR con d igual a 3 (PCTL95) y d igual a 1.5 (PCTL90).

- El método MAD es considerado como una medición robusta de la escala de una muestra de datos y es menos sensible a los outliers en comparación con métodos basados en la desviación estándar. MAD es calculado como la mediana de todas las desviaciones absolutas respecto a la mediana (Huber, 1981), es decir:

$$MAD = b * M_i(|\chi_i - M_j(\chi_j)|) \quad (9)$$

en donde M_i es la mediana de la serie y b se define normalmente como 1.4826, vinculado con la suposición de normalidad (Rousseeuw y Hubert, 2011; Leys *et al.*, 2013). La detección de valores atípicos con este criterio se realiza con la ecuación propuesta por Leys *et al.* (2013):

$$|\chi_i - M| > 3 MAD \quad (10)$$

en donde M es la mediana y MAD es la mediana de la desviación absoluta (ecuación 9). A pesar de la eficiencia de esta metodología, se ha detectado que el método Z-score es más eficiente para detectar outliers en muestras que siguen una distribución normal (Rousseeuw y Hubert, 2011).

- El método Z-score usa una distribución normal (Gausiana) y asume que los outliers ocurren cuando el valor absoluto del valor observado menos su media es mayor que la desviación estándar multiplicado por un factor comúnmente definido entre 2 y 3, es decir:

$$|\chi_i - \bar{x}| \geq c * \sigma \quad (11)$$

en donde X_i es el valor de la variable, \bar{x} es la media, σ es la desviación estándar y c es un factor que se define como 3 para detectar outliers extremos o 2 para detectar outliers medios (Miller, 1991). La principal desventaja de esta metodología es la suposición de normalidad y que la media y desviación estándar son afectados por los valores atípicos muy grandes (Leys et al., 2013). En este estudio se consideró el método Z-score con c igual a 3 (3STD) y c igual a 2 (2STD).

- Se aplica el método multivariado para detección de outliers propuesto por Zhao (2012), que consiste en aplicar primero cada uno de los cinco métodos univariados (PCTL95, PTCL90, MAD, 3STD y 2STD) para cada variable. Después, para cada metodología se asume que un registro es outlier si al menos una de las variables fue detectada como valor atípico.

Tabla III.5 Descripción de las variables de las bases de datos FracFocus e IHS utilizadas para el análisis de la evolución de FH

Fuente	Nombre de columna	Etiqueta1	Descripción
FracFocus	APINumber	API	Número de 10 dígitos para identificación de pozos generado por el American Petroleum Institute
	JobStartDate	FH Inicio	Fecha inicial de las actividades de FH
	JobEndDate	FH Final	Fecha final de las actividades de FH
	TVD	TVD	Profundidad vertical del pozo
	TotalBaseWaterVolume	FH agua	Volumen de agua utilizado para fracturamiento
	TotalBaseNonWaterVolume	TBnW	Volumen de fracturamiento compuesto de otras sustancias diferentes a agua
	FracDuration ²	Fracturamiento	Días requeridos para completar el fracturamiento, calculada de la diferencia entre la fecha final y la fecha inicial
IHS	IWU	API	Igual que API en FracFocus
	Date Spud	FH Inicio	Fecha inicial de las actividades de FH
	Date Completion	FH Final	Fecha final de las actividades de FH
	Hole Direction	Direccion	Orientación del pozo (vertical, horizontal)
	Final Status	Estado	Estado del pozo (abandonado, en operación)
	Lat Len Horiz Displacement ³	H Longitud	Longitud horizontal del pozo (sólo para pozos horizontales)
	Num Frac Stages	FH Etapas	Número de etapas de fracturamiento
	Total proppant	Apuntalante	Peso total del apuntalante utilizado en el fracturamiento
	Depth True Vertical ³	TVD	Profundidad vertical del pozo
	Total Fluid	Fluido	Volumen total del fluido utilizado para el fracturamiento
	Total water volume ²	FH agua	Volumen de agua utilizado para fracturamiento
	Total non water volume ²	TBnW	Volumen de fracturamiento compuesto de otras sustancias diferentes a agua
FracDuration ²	Fracturamiento	Días requeridos para completar el fracturamiento, calculada de la diferencia entre la fecha final y la fecha inicial	

1 Nombre de la variable usada en este estudio

2 Calculado a partir de otras variables

3 Longitud horizontal recalculada

- **Análisis estadístico:** el análisis estadístico de la base de datos FracFocus se llevó a cabo en dos etapas. Primero se obtuvieron las correlaciones y regresiones entre variables. Posteriormente se analizó la evolución temporal mediante tendencias y estadísticos a escala anual, así mismo se calculó el número de pozos y el volumen de agua para FH total por año.

Para el play Eagle Ford se realizó un segundo análisis usando la base de datos IHS, en el que se repitieron los pasos definidos para la base de datos FracFocus. Además, se calcularon variables adicionales, tales como intensidad de uso de agua respecto a la longitud horizontal y volumen del apuntalante. Posteriormente, se realizó una comparación entre las bases de datos FracFocus e IHS.

Por otro lado, los pozos registrados en IHS fueron clasificados en cuatro categorías según el criterio de [Scanlon et al. \(2017\)](#): pozos convencionales verticales, pozos convencionales horizontales, pozos no convencionales verticales y pozos no convencionales horizontales. Dicha clasificación depende del volumen de agua para FH, longitud horizontal y volumen de apuntalante, por lo que este criterio no se puede replicar utilizando la base de datos FracFocus pues no cuenta con información suficiente.

Finalmente, se aplicaron pruebas paramétricas y no paramétricas (T-test, Mann-Whitney, One-Way ANOVA, Kruskal-Wallis) para probar el grado de significancia entre las diferencias del uso de agua para FH por tipo de pozo (pozos horizontales y verticales), zonas de producción y evolución temporal.

- **Análisis geoestadístico:** el análisis espacial se llevó a cabo para evaluar la evolución del desarrollo de extracción de gas y aceite en términos de 1) agua para FH, 2) densidad de pozos y 3) área real requerida por pozo para la producción de hidrocarburos.

El análisis espacial del uso de agua para FH se llevó a cabo por condado para todos los plays, sin embargo, para el play Eagle Ford se evaluaron dos escalas adicionales: escala de zona de producción y escala de una malla regular de 5 x 5 km.

La densidad de pozos fue calculada como el número de pozos por unidad de área. Se utilizaron las mismas escalas descritas anteriormente y se utilizaron las dos bases de datos.

Por otro lado, nos referimos a área real del pozo como el área que se requiere para que la producción de un pozo no interfiera con la producción de otro. Esta depende de la longitud horizontal del pozo y una separación lateral entre los segmentos horizontales, es decir:

$$area = l * d \quad (12)$$

en donde l es la longitud horizontal del pozo y d es la separación perpendicular entre los segmentos horizontales de dos pozos consecutivos en una plataforma de pozos. Para determinar d , fue necesaria la construcción 3D de la tubería de los pozos de fracturamiento, para ello se utilizó la información del “down-hole-survey”, que forma parte de la base de datos IHS, por lo que el análisis del área se llevo a cabo únicamente en el play Eagle Ford. A partir

de la reconstrucción 3D de los pozos se calcularon la profundidad y la longitud horizontal de los pozos. La descripción completa de cómo se realizó la reconstrucción 3D de los pozos se muestra en el [Anexo II](#).

III.2.1.3 Evaluación de impactos asociados al FH en Texas

El análisis de los impactos hídricos se divide en tres etapas: comparación de extracciones de agua para FH respecto a demandas de agua y la disponibilidad hídrica en todos los plays de Texas; análisis de la evolución espacio-temporal de la piezometría en el play Eagle Ford; análisis de las interacciones aguas subterráneas y aguas superficiales en las cuencas del Eagle Ford mediante un análisis de caudal base y curvas de recesión.

- **Comparación de usos de agua.** Se realizó la comparación de los volúmenes anuales de agua para FH y se compararon con las extracciones para satisfacer a otros usuarios (municipal, riego, entre otros). Adicionalmente se obtuvieron las relaciones entre volúmenes para determinar la cantidad de agua usada para FH respecto a la lluvia, recarga, etc.
- **Análisis de la piezometría.** Del portal TWDB ([Tabla III.1](#)) se recabó información piezométrica para periodo 1988-2015 para puntos de monitoreo dentro y en los alrededores del play Eagle Ford. En total se recabaron 10 series de piezometría diaria, dos corresponden a puntos de observación dentro del play y 8 a piezometría fuera del play. A partir de la piezometría diaria se estimó la media mensual para propósitos de visualización y análisis de tendencias.
- **Análisis de caudal base y curvas de recesión.** Las interacciones de agua subterránea y agua superficial se evaluaron mediante tres indicadores que dependen del gasto total y el gasto base. Este último es un componente principal del ciclo hidrológico que representa las aportaciones de agua subterránea proveniente de acuíferos someros y flujo regional subterráneo que interactúa con los ríos y cuerpos de agua superficial ([Smakhtin, 2001](#)). Los cambios antropogénicos causados por extracciones de agua subterránea pueden alterar el gradiente hidráulico del flujo subterráneo y afectar la descarga natural de agua subterránea a los cuerpos de agua superficiales ([Wittenberg, 2003](#)).

Este análisis consistió en determinar los cambios de régimen hidrológico de las cuencas que cruzan el play. Para ello se analizaron 32 estaciones hidrométricas (11 dentro y 21 fuera del play) con registros de caudal diario de 1986 al 2016 con flujo no regulado. Los registros fueron obtenidos del portal Water for the Nation del USGS (ver [Tabla III.1](#)).

Para determinar impactos relativos respecto al grado de desarrollo de FH en el play se definieron tres periodos de análisis: periodo base, que comprende un periodo con poca o nula influencia de prácticas de FH, establecido del 1986 al 2000; periodo moderado, definido del 2001-2008 y comprende un periodo de exploración de FH a lo largo del play; periodo intensivo, definido del 2009 al 2015 y comprende al periodo de desarrollo intensivo de FH en el play Eagle Ford.

El primer paso para el análisis consistió en determinar la proporción de caudal base respecto al caudal total de las series de hidrogramas. Para ello se aplicó el filtro digital de [Lyne y Hollick \(1979\)](#), dado por la ecuación:

$$Qb_t = \alpha Qb_{t-1} + \frac{1-\alpha}{2} (Q_t - Q_{t-1}) \quad (13)$$

en donde t denota al tiempo, en días; Qb es el gasto base; Q es el gasto total y α es un parámetro que varía de 0.9 a 0.95, cuyo valor óptimo se ha establecido de 0.925 ([Aksoy et al., 2009](#)). Este filtro se aplicó tres veces a las series de caudal total, intercambiando el sentido del tiempo para suavizar la señal del caudal base.

El primer indicador de caudal base fue el volumen anual de caudal base (Vb), obtenido de la suma de las series diarias. El segundo indicador calculado fue el índice de gasto base (IGB), el cual representa el porcentaje de aportación de agua subterránea al régimen anual de caudal total en una cuenca, y está dado por:

$$IGB = \frac{Vb}{Vt} \quad (14)$$

en donde Vb es el volumen anual de caudal base y Vt es el volumen anual de caudal total.

El tercer indicador fue obtenido del análisis de las curvas de recesión de hidrogramas. Para ello se utilizaron las series diarias. Las curvas de recesión de los hidrogramas contienen información de la respuesta de los acuíferos que aportan agua a los ríos y cuerpos superficiales ([Wittenberg, 1994, 1999](#)). El análisis consistió en el ajuste de una relación no lineal empírica entre el almacenamiento de agua en los cuerpos subterráneos y la descarga de agua subterránea utilizando curvas de descenso de hidrograma del gasto base mediante la ecuación propuesta por [Brutsaert y Nieber \(1977\)](#):

$$\frac{dQb}{dt} = -a Qb^b \quad (15)$$

en donde a y b son parámetros que se estiman a partir del ajuste de una regresión lineal de forma $\log(-dQb/dt) = \log(a) + b * \log(Qb)$. El parámetro de recesión a contiene información de la dinámica de descarga de agua subterránea hacia los ríos y arroyos, y se considera como el tercer indicador de este análisis. Mientras que b es un exponente con unidades adimensionales, las unidades de a dependen de b. Por otro lado, cuando a incrementa, las curvas de recesión se muestran con una fuerte pendiente y tienden a describir una descarga efímera de caudal. Los parámetros a y b fueron calculados utilizando el programa HYDRORECESSION ([Arciniega-Esparza et al., 2017b](#)).

Los indicadores Vb, IGS y a fueron estimados para cada periodo descrito anteriormente. Los periodos moderado e intensivo se compararon contra el periodo base para tener una medida de los cambios antes y durante el incremento de número de pozos de FH en el play. Para separar los efectos de la variabilidad climática (como sequías) de los cambios introducidos

por actividades de FH en el caudal base, se compararon los cambios relativos de la climatología contra los cambios relativos del caudal base.

III.2.2. Evaluación de impactos de FH en México

La metodología propuesta para evaluar los posibles impactos hídricos de FH en la zona noreste de México se divide en cuatro etapas: 1) caracterización hidrológica e hidrogeológica de la zona de estudio, en donde se definen, entre otras cosas, las fuentes y demandas de agua y energía; 2) determinación de la línea base, en donde se analiza el nexo agua-energía actual y la línea base de la disponibilidad hídrica; 3) generación de escenarios de desarrollo de FH y 4) evaluación de impactos hídricos asociados.

Debido a la poca disponibilidad de datos, el análisis de impactos hídricos se ve limitado respecto a datos observados, por lo que se opta por el uso de datos derivados de percepción remota y modelos globales.

III.2.2.1 *Fuentes y usuarios de agua y energía*

Las fuentes de agua en la zona de interés fueron obtenidas de datos abiertos publicados por la CONAGUA, a través de portales como el sistema Nacional de Información del Agua (SINA), el portal geoportal de la CONABIO, así como de bases de datos internacionales (ver [Tabla III.1](#)). La fuente de información recopilada incluye los límites administrativos de las cuencas y acuíferos, ubicación de presas y cuerpos de agua superficiales, así como ubicación de manantiales y pozos de extracción de agua subterránea.

A diferencia de EUA, en México no se suelen tener registros de las extracciones de agua de cuerpos superficiales o subterráneos, en su lugar, en el Registro Público de Derechos del Agua (REPGA) se reportan los volúmenes anuales concesionados de aguas superficiales y subterráneas a los usuarios. La información consultada de estos registros corresponde al año 2015, por lo que no se tiene información histórica para desarrollar un estudio como el que se realizó en los planes de Texas.

Por otro lado, la ubicación de las centrales de generación de energía de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como de centrales privadas, fue obtenida del portal del Mapa Energético de América del Norte. La capacidad de generación de electricidad se consultó de reportes de la [CFE \(2008\)](#) y la [SENER \(2015\)](#), mientras que la generación de energía y ventas de energía fueron obtenidas del Sistema de Información de Energía de la SENER.

III.2.2.2 *Nexo agua-energía*

Para el análisis del nexo agua-energía en la zona de interés se utilizó la información recabada en el subcapítulo anterior, a partir de ello se construyó un diagrama de tipo Sankey, en cual muestra las fuentes y los usuarios finales. Para el consumo de agua se utilizó la información de REPGA (ver

Tabla III.1), en el cual, el volumen de agua requerido para la generación de electricidad se clasifica como uso industrial, por lo que se desglosaron los volúmenes de agua para otras industrias y el agua requerida por centrales de generación eléctrica.

III.2.2.3 *Línea base y balance de agua*

Debido a la falta de información *in situ* de variables hidrológicas e hidrogeológicas, como caudal, piezometría y datos dispersos de climatología, fue necesario recurrir a datos derivados de sensores remotos y datos de modelos de superficie para determinar la línea base de la disponibilidad hídrica.

Se utilizaron las ecuaciones 1, 6 y 7 para determinar los cambios del almacenamiento total y subterráneo para evaluar la respuesta hidrológica de las cuencas y componentes del balance hidrológico que definen la disponibilidad hídrica superficial (precipitación, escurrimiento, evapotranspiración) y subterránea (recarga). Los resultados obtenidos se compararon con los reportes oficiales de la disponibilidad media anual en cuencas y acuíferos de la CONAGUA.

III.2.2.4 *Generación de escenarios de FH*

Dado que el desarrollo de gas y aceite no convencional se encuentra en una etapa de exploración en México, aún no existen datos suficientes para pronosticar la intensidad de las actividades de FH en la región noreste en los próximos años. Es por ello que se opta por la generación de escenarios basados en estadísticos de plays desarrollados, como los plays de Texas y, específicamente, el play Eagle Ford TX.

Trabajos recientes han utilizado modelos petroleros para generar escenarios de uso de agua y producción de hidrocarburos en plays no desarrollados (Lund, 2014; Vandecasteele *et al.*, 2015), mientras que otros autores han optado por métodos simplificados para estimar únicamente el volumen de agua requerido para el fracturamiento (Guo *et al.*, 2016; Yu *et al.*, 2016).

Otras metodologías más complejas, como el modelo DPR desarrollado por la EIA (2016), utiliza información del número de pozos y el número de plataformas (*well pads* o *well rigs*, en inglés) junto con datos de producción para realizar pronósticos. La ventaja del modelo DPR es que se puede actualizar mes con mes para corregir y mejorar los resultados, pero se limita a la proyección de hidrocarburos y no al consumo de agua para FH.

Por su parte, Ikonnikova *et al.* (2017) presentaron un modelo estadístico para el play Eagle Ford TX que incorpora factores económicos para la proyección espacio-temporal del agua requerida para FH, hidrocarburos producidos y flujo de retorno y agua producida (FP). El inconveniente principal del modelo presentado es que requiere de una gran cantidad de parámetros que en plays no desarrollados no suelen estar disponibles, como la intensidad de desarrollo precedente, consumos de agua, propiedades geológicas de los yacimientos de forma distribuida, entre otros.

Tomando como base los trabajos antes mencionados, para esta investigación se ha desarrollado un esquema para simular el desarrollo de actividades de FH en plays no desarrollados basados en la

estadística reportada en otros plays. El esquema del modelo, así como los parámetros requeridos y los productos generados se muestran en la [Figura III.3](#).

El modelo propuesto ha sido desarrollado en Python y el código se encuentra libre al público en un repositorio web (https://gitlab.com/Zaul_AE/water-energy_tools). Una característica importante del modelo propuesto es que permite la simulación estocástica o determinista de prácticamente todos los atributos de los pozos que definen: uso de agua por pozo, producción de hidrocarburos y flujo de retorno y agua producida. Con base en la literatura consultada, los parámetros necesarios para evaluar escenarios de desarrollo de extracción de gas y aceite de lutitas son:

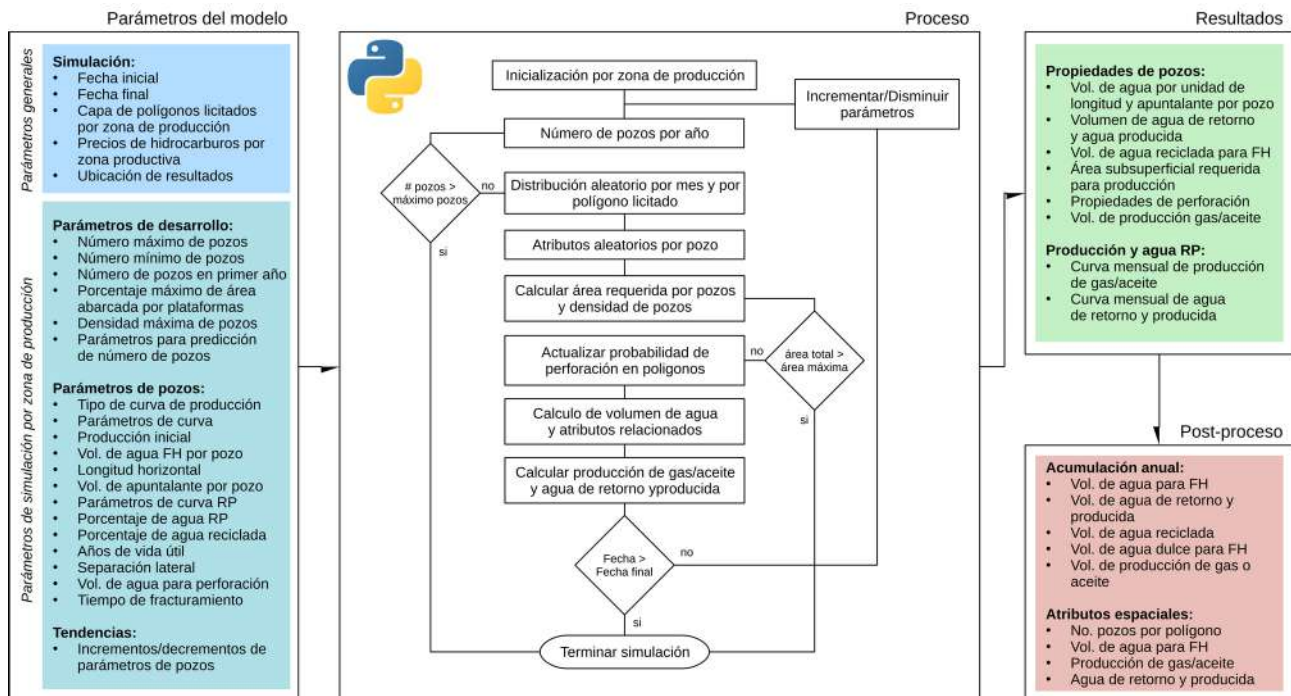


Figura III.3 Diagrama de modelo desarrollado para la generación de escenarios de explotación de gas y/o aceite no convencionales utilizando FH.

- **Parámetros de consumo de agua para FH:** se consideraron el volumen de agua por pozo, el cual se estimó en esta investigación a partir de las bases de datos FracFocus e IHS; la longitud horizontal de los pozos obtenida del análisis de IHS y reportes previos, la cual se utiliza para determinar el área requerida para producción, así como el consumo normalizado de agua; volumen de apuntalante obtenido del análisis de IHS y reportes previos, que utiliza para obtener el volumen total de apuntalante y el volumen normalizado de agua.
- **Parámetros de producción de hidrocarburos:** la simulación de las curvas de producción requirió de definir el tipo de curva de declinación, para ello se utilizaron las propuestas por [Arps \(1945\)](#), tal y como se muestran en la [Tabla III.6](#).

Tabla III.6 Curvas tipo de decaimiento propuestas por Arps

Producción	Exponencial	Hiperbólica	Armónica
$q(t)$	$q_0 e^{-D(t-t_0)}$	$q_0 [1 + D_0 b (t - t_0)]^{-1/b}$	$q_0 (1 + D_0 (t - t_0))^{-1}$
$Q(t)$	$Q_0 + \frac{q_0}{D} (1 - e^{-D(t-t_0)})$	$Q_0 + \frac{q_0}{D_0(1-b)} [1 - (1 + D_0 b (t - t_0))^{1-1/b}]$	$Q_0 + \frac{q_0}{D_0} \ln(1 + D_0 (t - t_0))$

En donde q es la producción para un tiempo t , q_0 es la producción inicial al inicio del decaimiento, D es la tasa de decaimiento constante, D_0 es la tasa de decaimiento inicial, t_0 es el tiempo inicial, Q es la producción acumulada y Q_0 es la producción acumulada antes del decaimiento.

De las curvas de Arps, los parámetros D , D_0 y b se optimizan para reducir la diferencia entre la producción simulada y la observada, sin embargo, existen reportes previos de las curvas tipo ajustadas en algunos plays utilizando la información promedio mensual de producción de múltiples pozos.

La producción inicial (q_0) no es frecuentemente reportada y en ciertos casos sólo se reporta la producción acumulada del primer año. Aplicando la teoría de Arps, la curva de producción inicial (q_0) se puede derivar de la producción acumulada en 12 meses, tal y como se muestra en la [Tabla III.7](#).

Tabla III.7 Producciones iniciales en función de la producción acumulada de 12 meses para cada curva tipo de producción

Curva tipo	q_0 a partir del acumulado del primer año
Exponencial	$q_0 = Q_{12} * D / (1 - \exp(-11 * D))$
Hiperbólica	$q_0 = Q_{12} * D_0 * (1 - b) / [1 - (1 + 11 * D_0 * b)^{1-1/b}]$
Armónica	$q_0 = Q_{12} * D_0 / \ln(1 + 11 * D_0)$

Por otro lado, [Guo et al. \(2016\)](#) reporta que la producción acumulada inicial (Q_0) suele representar tan sólo el 7% de la producción total, por lo que la producción acumulada durante la curva de declinación tiende a ser más relevante.

Para la simulación mensual de la producción se considera la esperanza de vida del pozo, para lo cual se ha reportado que un pozo de fracturamiento hidráulico puede tener una vida de 4 años, como se observó en el play Barnett durante los inicios de la extracción de gas de lutitas, mientras que otros consideran hasta 10 años, con refracturamiento a los 5 años para aumentar la producción ([Nicot et al., 2014](#)), en donde se utiliza cerca del 30% del volumen de agua inyectado respecto a la primera etapa de fracturamiento ([Vandecasteele et al., 2015](#)).

Como parámetro adicional, se ingresa el porcentaje del volumen de hidrocarburo producido en los primeros 12 meses respecto al volumen de agua para FH con el fin de determinar la evolución de la huella de agua (producción/agua para FH).

- **Parámetros de flujo de retorno y agua producida (FP):** para la simulación mensual de FP se propuso la desagregación a partir del ajuste de una curva de tipo hiperbólica utilizando registros anuales de FP reportados por distintos autores ([Kondash y Vengosh, 2015](#); [Ikonnikova et al., 2017](#)), en donde la curva mensual de FP está dada por:

$$FP_t = FP_0 [1 + a * b (t - t_0)]^{-1/b} \quad (16)$$

en donde a y b son parámetros para optimizar; FP es el volumen mensual de flujo de retorno y agua producida; FP_0 es el volumen inicial de flujo de retorno y agua producida. Para la estimación de a y b se propuso un algoritmo recursivo, en el cual primero se estima FP_0 al integrar la ecuación 16 y compara la FP acumulada de un año contra la reportada por distintos autores, después a y b son optimizados numéricamente al reducir el error entre las curvas de FP anuales observadas contra las simuladas.

Además de los parámetros a y b, la simulación de FP requiere de especificar el porcentaje de FP acumulado para los primeros 12 meses respecto al volumen de agua para FH, así como el porcentaje de agua de FP que es reciclado para futuros trabajos de fracturamiento.

- **Parámetros constructivos:** se trata de parámetros adicionales, como la separación lateral para estimar el área que abarca un pozo horizontal, volumen de agua requerida para la perforación de un pozo, tiempo de perforación (en meses) y tiempo requerido para el fracturamiento (en meses). Estos dos últimos parámetros definen el inicio de la simulación de la curva de producción y la curva de FP.
- **Tendencias:** todos los parámetros antes descritos pueden variar en el tiempo, incluso si se ingresan de forma estocástica (como distribución estadística). Para incorporar cambios debidos a avances en tecnología que permita, por ejemplo, incrementar el reciclaje, o si se percibe que el volumen de agua por pozo para FH incrementa en el tiempo, el programa permite ingresar una tasa constante por año de incremento o decremento.
- **Restricciones y parámetros de simulación:** el modelo permite simular una o varias zonas de producción, en donde a cada zona de producción se le asignan sus parámetros de pozos, producción, FP, etc. Para simular el número de pozos por año se propuso una ecuación similar a la presentada por [Ikonnikova et al., \(2017\)](#), quienes asumen que el número de pozos por año depende del precio del hidrocarburo y el número de pozos perforados en el año anterior. A la ecuación de [Ikonnikova et al.](#) se le agregó un parámetro adicional, por lo que el número de pozos por año es estimado como:

$$N_t = a * p_t^b * N_{t-1}^c \quad (17)$$

en donde N_t es el número de pozos para el año t; p_t es el precio del hidrocarburo para el año t; N_{t-1} es el número de pozos para el año anterior; a, b y c son parámetros a optimizar. Los pozos por año son asignados de manera aleatoria en los 12 meses.

La simulación se termina cuando se cumple el periodo establecido, cuando se alcanza el número total de pozos esperados, si se sobrepasa una densidad máxima de pozos

establecida, se abarca el área máxima permitida por pozos (estimada para cada pozo a partir de la ecuación 12).

- **Evolución espacial:** para simular la evolución temporal, se propone asignar pozos de forma aleatoria utilizando una capa vectorial de polígonos por zona de producción. A cada polígono se le asocia un peso ponderado, en donde los polígonos con mayor peso tienen mayor probabilidad de tener un nuevo pozo, de esta forma se pueden priorizar áreas de desarrollo. Cuando un polígono alcanza la densidad máxima de pozos o el área máxima permitida para producción, al polígono se le asigna una probabilidad cero de tener nuevos pozos el siguiente año.

III.2.2.5 *Evaluación de impactos hídricos asociados al FH*

Para la estimación de los impactos hídricos derivados del incremento en las demandas de agua para satisfacer los requerimientos de FH, derivadas de los escenarios generados con la metodología antes descrita, se propone el uso de índices de estrés superficial y subterráneo.

El estrés superficial se define como (Gassert *et al.*, 2014):

$$SWS = \frac{W}{D} \quad (18)$$

en donde W son las extracciones de agua anuales totales en el área de la cuenca, D es la disponibilidad superficial de agua (caudal y almacenamiento en cuerpos de agua superficiales). Para condiciones de línea base, W se considera como los volúmenes concesionados, mientras que para los escenarios de FH, W es la suma del volumen concesionado y el volumen de agua requerido para FH.

El estrés hídrico subterráneo se define como (Alley *et al.*, 2018):

$$GWS = \frac{B}{R} \quad (19)$$

en donde B es el volumen anual de bombeo de agua subterránea, R es la recarga anual de agua subterránea. Para condiciones de línea base, B se considera como los volúmenes concesionados, mientras que para los escenarios de FH, B es la suma del volumen concesionado y el volumen de agua requerido para FH.

En resumen, se consideran cuatro índices, dos para el periodo base que son utilizados como indicadores del estado actual de estrés hídrico, y dos para el periodo de desarrollo de FH. Para la línea base nombra al índice superficial y subterráneo como SWS y GWS, respectivamente, mientras que para el periodo de desarrollo se nombran como SWSF y GWSF.

IV. RESULTADOS: EVALUACIÓN DE IMPACTOS HÍDRICOS ASOCIADOS AL FH

IV.1. IMPACTOS DEL FH EN TEXAS

El estado de Texas presenta el registro histórico más extenso de pozos horizontales a los cuales se les ha aplicado fracturamiento hidráulico (FH) para extraer hidrocarburos, ya que cuenta cuatro de los yacimientos no convencionales de lutitas más importantes en EUA: los plays Barnett, Eagle Ford y Haynesville y la cuenca Permian (Figura II.2).

Texas se ha convertido en un referente de producción de gas y aceite no convencionales a nivel mundial, además de ser un foco de estudio para la evaluación de impactos ambientales e hídricos asociados al FH debido a que, en comparación con otros estados, en Texas los operadores están obligados a reportar el volumen de agua requerida para FH a la Railroad Commission (RRC) (Nicot y Scanlon, 2012).

IV.1.1. Caracterización hidrológica e hidrogeológica del área de estudio Texas

El play Barnett es el más antiguo en explotación intensiva mediante FH y contribuyó al 66% de la producción total de gas de lutitas en EUA durante el periodo 2007-2009 (Nicot y Scanlon, 2012). El play Eagle Ford figura como uno de los mayores productores de aceite en EUA y el cuarto mayor productor de gas no convencional (Scanlon et al., 2014b). El play Haynesville contiene las mayores reservas de gas de lutitas en el estado (Figura II.2) mientras que la cuenca Permian se proyecta como la mayor productora de gas no convencional de los últimos años en EUA (Scanlon et al., 2017). Las propiedades geológicas y la extensión de los plays en Texas han sido descritas en la Tabla II.2.

Para evaluar los impactos hídricos en los plays de Texas primero se han caracterizado las fuentes de agua superficiales y subterráneas, así como las demandas de agua subterránea por diferentes usuarios.

IV.1.1.1 *Caracterización de cuencas hidrográficas y acuíferos*

Los límites de los plays bajo análisis se muestran en la Figura IV.1.a, junto con la ubicación y población de las ciudades más importantes (círculos morados), así como la ubicación y capacidad de los principales embalses (círculos azules). Texas es el segundo estado más grande de EUA tanto en población como en superficie, en donde dos de sus principales ciudades, San Antonio con ~1,300,000 y Austin con ~790,000 habitantes, rodean al play Eagle Ford en su límite norte. Mientras que la zona urbana de Dallas y condados vecinos, con ~3,370,000 habitantes, se encuentran en el límite noreste del play Barnett.

A pesar de la poca disponibilidad de agua superficial, Texas cuenta con 8 embalses con capacidades de almacenamiento mayores a los 1,000 Hm³. La mayoría de los embalses con capacidades mayores a los 400 Hm³ son utilizados para diferentes usos, como suministrar agua a las más de 400 termoeléctricas para generación de energía eléctrica, las cuales representan cerca del 3.5% del consumo total de agua en el estado (Scanlon et al., 2013). La capacidad de almacenamiento de los embalses está relacionada con la climatología, ya que al suroeste de Texas se percibe menos precipitación con respecto al noreste.

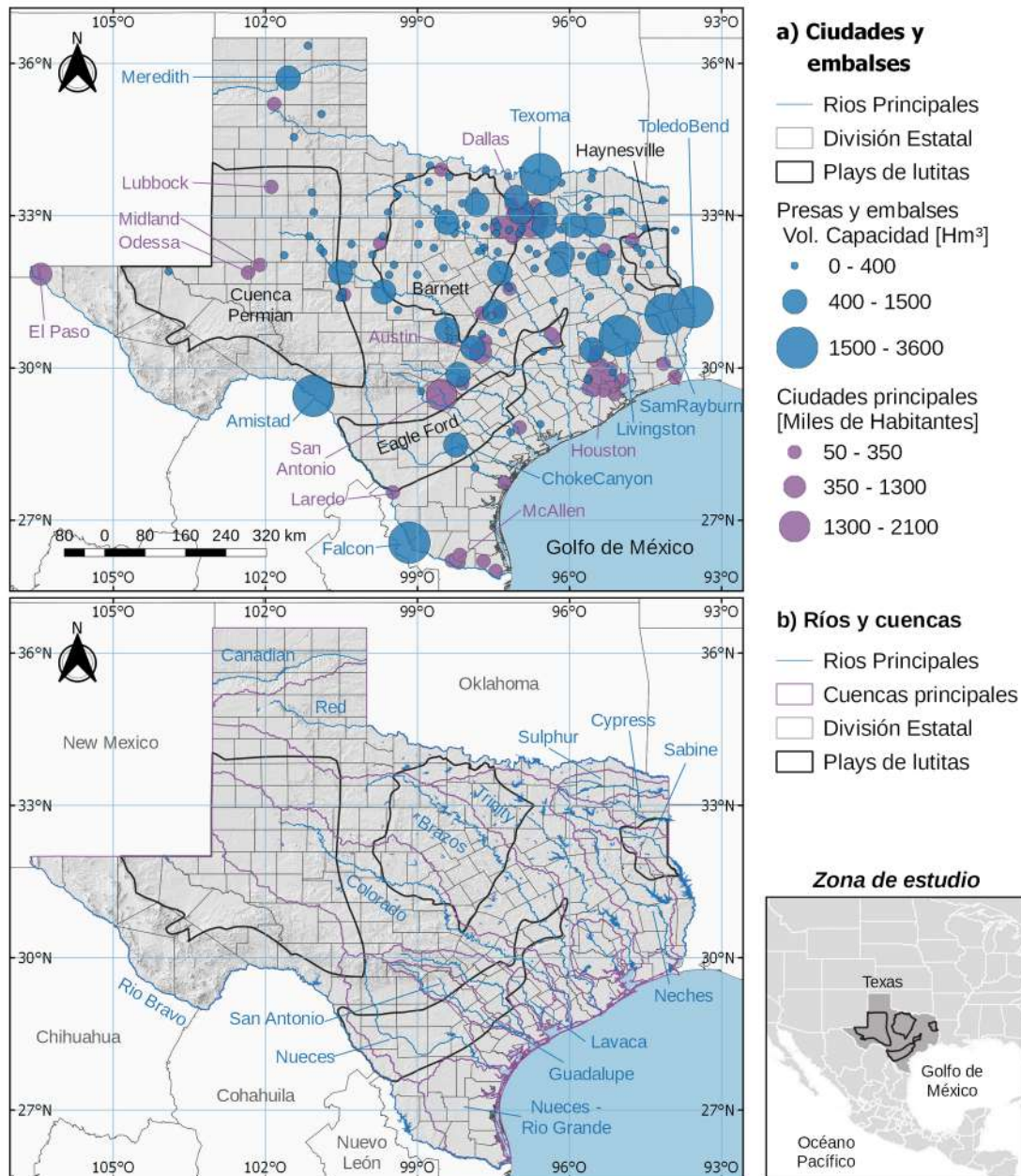


Figura IV.1 Características hidrológicas de la zona de estudio en Texas a) número de habitantes en las principales ciudades y capacidad de almacenamiento en los mayores embalses y b) ríos y cuencas hidrográficas.

En la [Figura IV.1.b](#) se muestran los principales ríos de Texas y sus cuencas hidrográficas. Al play Eagle Ford lo cruza al suroeste la cuenca del río Nueces, cuya cuenca tiene un área de $\sim 43,400$ km², en su parte central lo cruzan las cuencas del río San Antonio y río Guadalupe, con áreas de 10,860 y 15,380 km², respectivamente, mientras que al noreste lo cruzan las cuencas del río Colorado y el río Brazos, con áreas de $\sim 103,000$ y $\sim 111,200$ km², respectivamente. Estas dos últimas cuencas intersectan al play Barnett al sur y cubren cerca de dos terceras partes de la Permian. La cuenca del río Trinity intersecta al play Barnett al noreste. El suroeste de la cuenca Permian, que corresponde al play Barnett-Woodford, se localiza en una porción de la cuenca del Río Bravo. Mientras que el play Haynesville pertenece principalmente a las cuencas del río Neches y Sabine.

Mientras que el agua superficial en Texas es propiedad del estado y se requieren permisos para su diversificación, el agua subterránea es generalmente propiedad de los dueños de las parcelas, aunque se administran mediante autorizaciones dadas por 16 distritos de conservación de agua subterránea, sin embargo, las actividades de extracción de gas ya aceite están exentas de dichas regulaciones, por lo que es complicado conocer la fuente del agua utilizada en muchas actividades mineras ([Nicot y Scanlon, 2012](#)).

En la [Figura IV.2.a](#) se muestran los acuíferos regionales en Texas, los cuales representan una importante fuente de agua para el fracturamiento hidráulico (FH) en los plays Eagle Ford, Barnett y la cuenca Permian. Los porcentajes de agua superficial y subterránea en distintos plays se muestran en la [Tabla II.7](#). El agua subterránea utilizada para FH en los plays Eagle Ford y Haynesville proviene del acuífero regional Carrizo-Wilcox (polígono de color naranja), el cual se extiende del borde con Louisiana a la frontera con México con espesor promedio de ~ 900 m y un espesor saturado de agua dulce de ~ 200 m. El acuífero Carrizo-Wilcox se compone principalmente de arena intercalada con grava, limo, arcilla y lignito, y se estima que en el 2010 contaba con una disponibilidad de $\sim 1,200$ Hm³ ([George et al., 2011](#)). La salinidad del acuífero varía de los 500 mg/L de TDS en el afloramiento, a un rango de los 1,000 a 7,000 mg/L en el área de cultivos conocida como Winter Garden, al suroeste del play Eagle Ford, tal como se muestra en color amarillo en la [Figura IV.2.b](#).

El acuífero Trinity (polígono morado) es la principal fuente de agua subterránea en el play Barnett. El acuífero consiste en un grupo de acuíferos conformados por calizas, arenas, arcillas, gravas y conglomerados, y cuenta con un espesor saturado de agua dulce de ~ 180 m en el norte y ~ 580 m en el centro de Texas. La salinidad del acuífero varía de los 1,000 mg/L en el sureste y se vuelve más salino conforme aumenta la profundidad del acuífero, al cual se le ha estimado una disponibilidad de ~ 260 Hm³ ([George et al., 2011](#)).

Por su parte, en el play Barnett-Woodford, dentro de la cuenca Permian, se extrae agua principalmente de los acuíferos Edwards-Trinity (polígono verde) y Pecos Valley (polígono rojo). Ambos acuíferos suman una disponibilidad de ~ 950 Hm³, en donde el $\sim 74\%$ corresponde al Acuífero Edwards-Trinity. Este último está compuesto principalmente de calizas y dolomitas, con espesores de ~ 240 m y un espesor saturado de ~ 130 m, cuenta con una cantidad importantes de manantiales en una extensa parte expuesta al este y sur, además de presentar un contenido de sales que varían de los 100 a 3,000 mg/L. Mientras que el acuífero Pecos Valley está compuesto principalmente de depósitos aluviales, con un espesor de ~ 450 m y un espesor saturado de agua fresca de ~ 76 m, además de presentar contenidos de sales menores a los 1,000 mg/L.

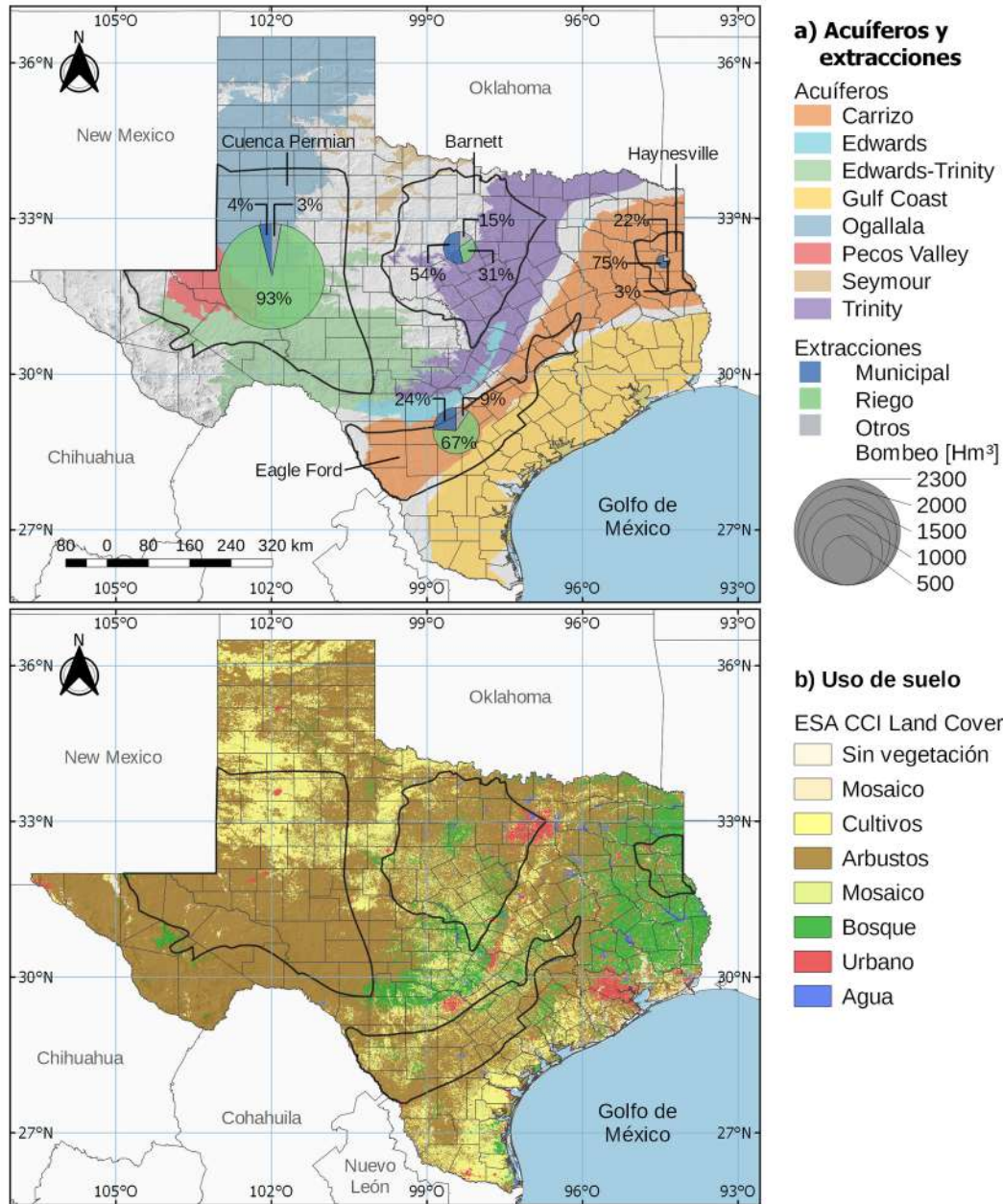


Figura IV.2 Distribución de a) principales acuíferos regionales en Texas y volúmenes promedio anuales de extracciones de agua subterránea por play de lutitas y b) usos de suelo derivados de CCI Land Cover.

La [Figura IV.2.b](#) muestra el uso de suelo obtenido del producto CCI Land Cover (ver [Tabla III.4](#)). En el play Eagle Ford predominan los arbustos o matorrales (~70% del área total), seguido de zonas de cultivos (~13%). Estos últimos se distribuyen principalmente hacia el suroeste, en la región conocida como Winter Garden. En el play Barnett y la cuenca Permian predominan también los matorrales, cubriendo el ~63% y ~76% del área total, respectivamente. En el play Barnett le sigue en importancia la cobertura de tipo mosaico (14.3%) y las áreas de cultivos (8.6%), mientras que en la cuenca Permian las áreas de cultivos ocupan el segundo puesto con el 17.8% del total del área. Por su parte, en el play Haynesville predominan los bosques (55%) y los matorrales (32.5%).

IV.1.1.2 *Climatología y demandas de agua en los plays de Texas*

Los plays Eagle Ford y Barnett presentan una variabilidad climática similar, con una precipitación media anual de 730-800 mm, tal y como se muestra en los mapas de climatología de Texas en la [Figura IV.3](#) y en las series temporales de la [Figura IV.4](#). Por otro lado, el play Haynesville es el que presenta la mayor precipitación anual, con una media de ~1,320 mm, aproximadamente 3.7 veces más lluvia de lo que se percibe en la cuenca Permian, con ~360 mm/año.

La evapotranspiración en los plays Barnett, Haynesville y Permian representa cerca del 50-65% de la precipitación media anual, mientras que en el play Eagle Ford representa cerca del 85%. La poca disponibilidad de agua en los plays está asociada al excedente de energía en forma de radiación respecto a la precipitación, de tal manera que al oeste se presentan los índices de aridez más elevados (>4) y al este los más bajos (<1.5). Así mismo, la recarga en el play Haynesville es la más alta en comparación con los otros plays, con una media de ~96.6 mm/año, mientras que en el play Eagle Ford, Barnett y Permian ronda los 24.8, 17.7 y 4.7 mm/año, respectivamente.

Las series anuales y mensuales de la climatología en la zona ([Figura IV.4](#)) muestran que la precipitación en los plays Eagle Ford y Barnett varía de los 500 a 1,000 mm, con una distribución mensual bimodal con los máximos de lluvia de 90-110 mm/mes en mayo y 80 mm/mes entre septiembre y octubre. La recarga en ambos plays es similar y varía de los 10 a 45 mm/año y ocurre principalmente en los meses de noviembre a febrero. En el play Haynesville se aprecian tendencias negativas en la precipitación y la recarga medias anuales, con pendientes de -9 y -1.62 mm/año, respectivamente. La precipitación en el play Permian varía de los 160 a 550 mm/año, en donde las máximas precipitaciones ocurren entre agosto y septiembre, mientras que la recarga se mantiene en general por debajo de los 5 mm/año.

En la [Figura IV.5](#) se muestra la evolución histórica de las extracciones de agua subterránea durante los últimos 26 años para cada play, los cuales fueron obtenidos del TWDB (ver [Tabla III.1](#)). El rápido incremento en la población durante las décadas de los 60-70's produjeron un incremento del 800% en las extracciones de agua subterránea respecto a las décadas de los 40-50s, principalmente para riego, lo que produjo abatimientos importantes en diferentes regiones del estado ([George et al., 2011](#); [Nicot and Scanlon, 2012](#); [Scanlon et al., 2014b](#)). Con medidas de protección se lograron reducir las extracciones de agua en un ~30% en las últimas dos décadas comparado con la década de los 70's.

Las extracciones medias anuales de agua subterránea de los últimos 26 años en el play Eagle Ford, Barnett, Haynesville y Permian rondan los 445, 212, 37 y 2,278 Hm³/año. El uso de agua para riego es el principal usuario en el play Eagle Ford y la cuenca Permian, con 66.7 y 93.3% respecto al total ([Figura IV.2.a](#)). Por su parte, en los plays Barnett y Haynesville predominan las extracciones de agua subterránea para uso municipal, con 53.8 y 75.5% respecto al total.

Las series temporales de la [Figura IV.5](#) revelan que, durante los últimos 26 años, las extracciones de agua subterránea no han variado drásticamente, como ocurrió décadas atrás. Sólo en la cuenca Permian se aprecia una reducción del ~14% en la media en el volumen total de extracciones de los últimos 15 años respecto al periodo 1993-2001.

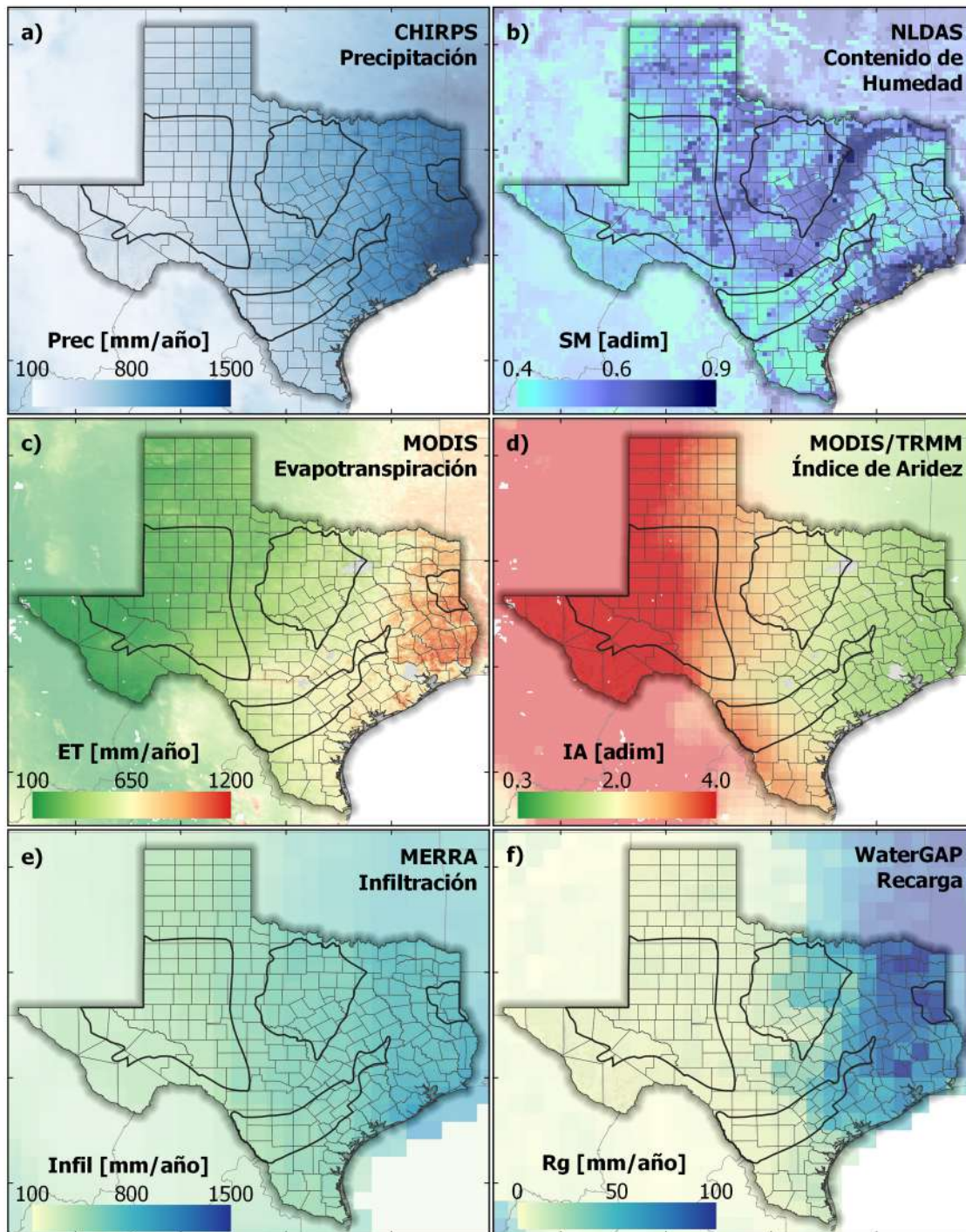


Figura IV.3 Climatología media anual en Texas a) precipitación de CHIRPS, b) contenidos de humedad de suelo a 2 m de NLDAS, c) evapotranspiración actual de MODIS, d) índice de aridez derivado de MODIS y TRMM, e) infiltración de MERRA-2 y f) recarga vertical derivada del modelo WaterGAP.

Por otro lado, de la [Figura IV.5](#) se aprecia que durante los años 2011-2013 existió un incremento del volumen total de extracciones de agua subterránea en los plays, principalmente de agua para riego, la cual se asocia con un periodo de déficit prolongado de agua en los almacenamientos, tal y como se aprecia en la variación anual de las anomalías del TWS ([Tabla IV.4](#)). Este periodo está

asociado una sequía extraordinaria que afectó gran parte de Texas (Scanlon et al., 2013; Arciniega-Esparza et al., 2017b), en particular, el play Barnett es el que presenta el mayor cambio negativo del TWS (línea color rojo), mientras que en la cuenca Permian (línea color negro) exhibe una reducción prolongada y una lenta recuperación del almacenamiento terrestre. Los efectos de la sequía y su implicación en el suministro de agua para FH se trata en los siguientes subcapítulos.

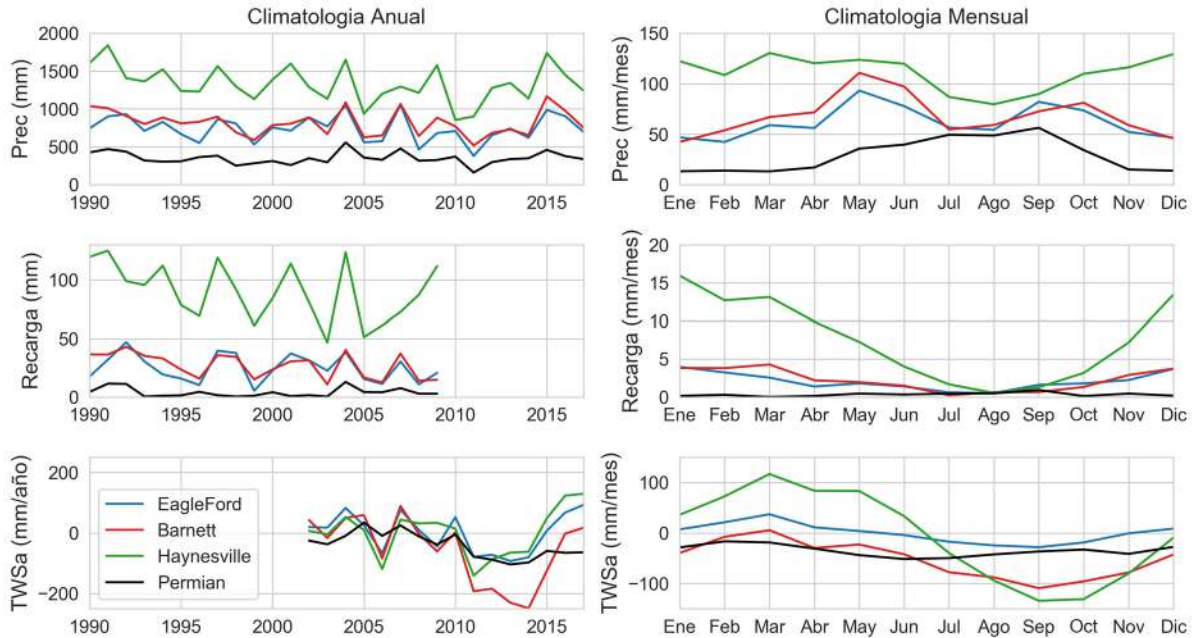


Figura IV.4 Variación anual y media mensual de la climatología en los plays de Texas. Prec es la precipitación obtenida de CHIRPS, Recarga es la recarga vertical derivada de WaterGAP y TWSa es el cambio en el almacenamiento terrestre derivado de GRACE.

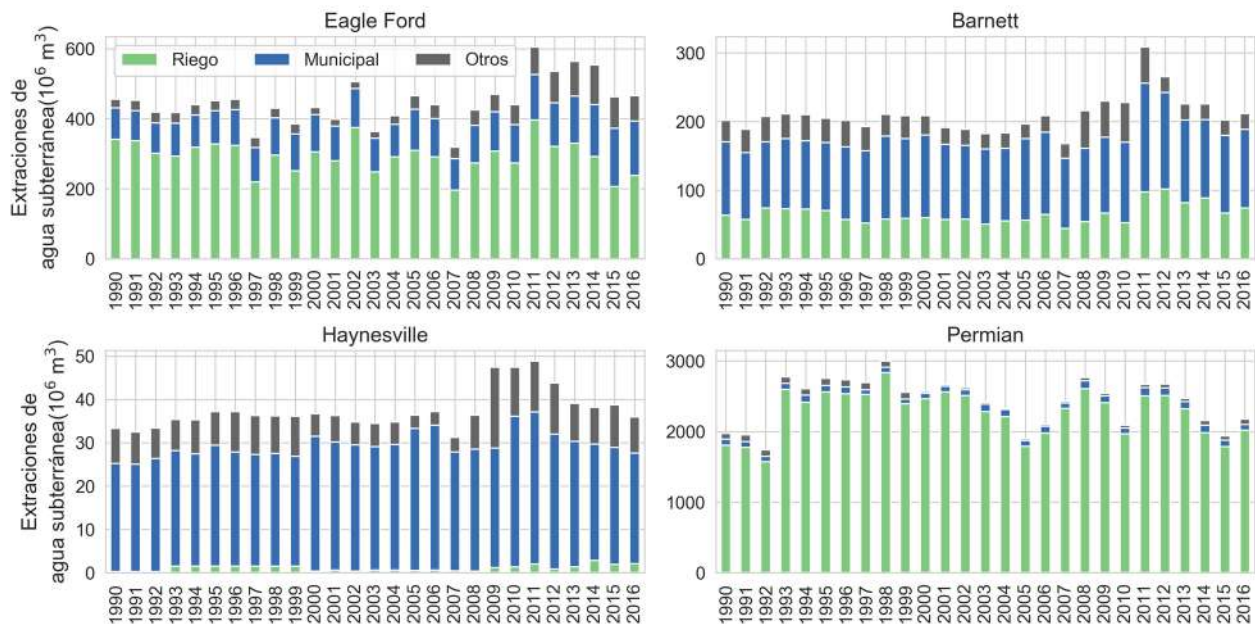


Figura IV.5 Evolución temporal de las extracciones de agua subterránea para diferentes usos en los plays de Texas. Obtenido a partir del TWDB. La categoría otros incluye agua para extracciones mineras, como FH.

IV.1.2. Evolución histórica del FH en Texas

Para la evaluación del desarrollo y los impactos hídricos del FH en Texas se utilizó la base de datos FracFocus *Chemical Disclosure Registry versión 3.0*, descrita en la [Tabla III.1](#). De la base de datos FracFocus se analizaron tres variables: volumen total a base de agua (TBW), la cual se refiere el volumen de agua requerida para FH sin distinguir su calidad; profundidad vertical verdadera de los pozos (TVD); tiempo requerido para el fracturamiento derivado de las fechas de inicio (JobStartDate) y final (JobStartEnd) de las operaciones de inyección del fluido.

En la [Figura IV.6](#) se muestran los pozos registrados en FracFocus para los yacimientos no convencionales en Texas para el periodo 2011-2017. Los pozos con una proyección incorrecta o aquellos que se encuentran dentro de Texas pero fuera de los principales plays no se han tomado en consideración para el análisis.

Finalmente, la base de datos FracFocus fue filtrada de valores atípicos usando la técnica multivariada mostrada en la sección de metodología. Los resultados del proceso de limpieza y las implicaciones de utilizar diferentes técnicas para detección de outliers se muestran en el estudio de [Arciniega-Esparza et al. \(2019\)](#), el cual se encuentra en proceso de revisión. A manera de resumen del proceso de limpieza de FracFocus, se encontró que la metodología multivariada mediante una técnica univariada basada en la desviación media absoluta (MAD) es la más adecuada para remover valores atípicos, ya que detecta el menor número de pozos como outliers pero permite corregir las “largas colas” de las distribuciones de probabilidad de las variables. Finalmente, los outliers detectados fueron reemplazados por la media para preservar en lo posible el volumen total de agua para FH.

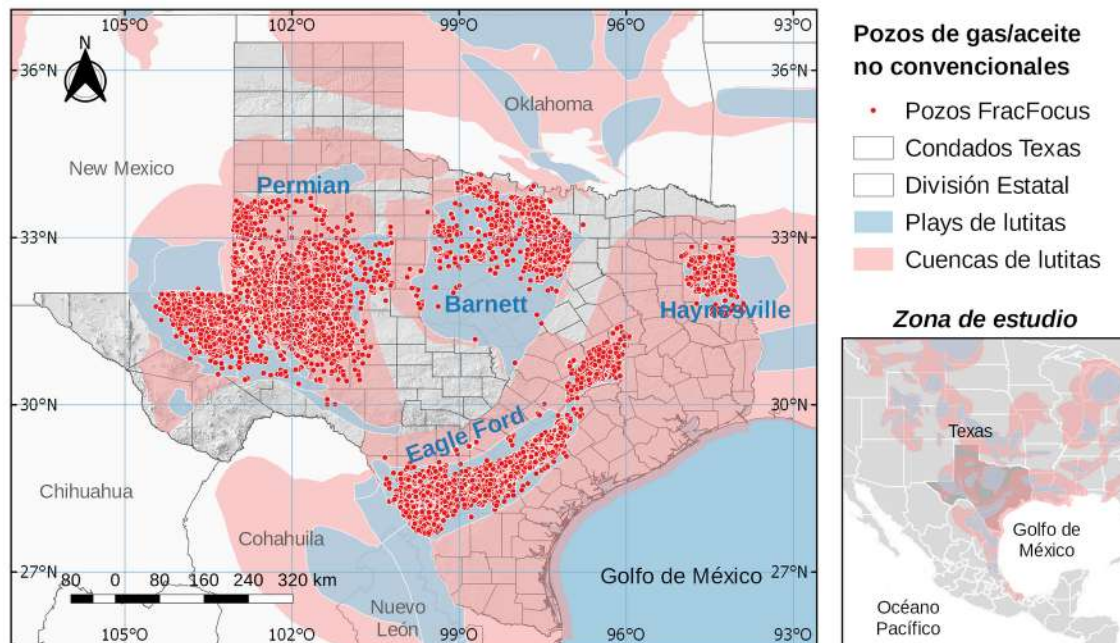


Figura IV.6 Pozos registrados en la base de datos de FracFocus para el periodo 2011-2017 en los plays de Texas.

IV.1.2.1 *Análisis estadístico del uso de agua para FH en los plays de Texas*

Durante el periodo 2011-2017, en FracFocus se registraron más de 39,170 pozos de fracturamiento hidráulico en los plays de Texas, esto incluye pozos verticales y horizontales no convencionales, en donde ~13,290 (~34% del total) fueron perforados en el play Eagle Ford, ~3,160 (~8%) en el play Barnett, ~680 (~1.8%) en el play Haynesville y 22,020 (~56.2%) en la cuenca Permian.

Los estadísticos de FracFocus correspondientes a cada play se muestran en los boxplots de la [Figura IV.7](#) y en la [Tabla IV.1](#). De la [Figura IV.7](#) se aprecia cómo existe una gran variabilidad en el uso de agua para FH, principalmente en los plays Haynesville y la cuenca Permian, en donde el intercuartil (IQ) del consumo de agua es de 2,570-38,340 y 1,200-28,300 m³/pozo, respectivamente. En los plays Eagle Ford y Barnett el IQ del uso de agua para FH es de 15,380-32,110 y 1,600-16,680 m³/pozo, respectivamente.

En promedio, un pozo de de fracturamiento hidráulico para los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y Permian requieren 25±12.8, 10.2±9.5, 26±23 y 16.5±22 mil m³ de agua, con profundidades de pozos que van de los 3±0.6, 1.9±0.5, 3.1±0.3 y 2.7±0.8 km, respectivamente. Por su parte, El proceso de fracturamiento hidráulico se ha caracterizado que puede llegar a durar de 1 a 10 días, aunque se reportan casos en el play Barnett en los que llega a durar cerca de 50 días.

A pesar de que se ha reportado que el uso de agua para FH dentro de un mismo play depende de muchos factores ([Nicot, 2009](#); [Nicot y Scanlon, 2012](#); [Freyman, 2014](#); [Walker et al., 2017](#)), en la [Figura IV.8](#) se observa, que en los plays de Texas, la profundidad total de los pozos es un indicador del uso promedio de agua por pozo para FH, con un incremento de 13.5 metros cúbicos de agua por cada metro de profundidad.

Tabla IV.1 Estadísticos del uso de agua, profundidad vertical y número de días requeridos para realizar el fracturamiento hidráulico en los plays de Texas. Datos obtenidos de FracFocus para el periodo 2011-2017

Play	Variables	No. Pozos	Media	Std	Min	25%	50%	75%	Max
Eagle Ford	FH agua [m ³ /pozo]	13296	25054	12781	24	15381	23098	32110	68901
	Profundidad [m]	13296	3038	636	1815	2481	3034	3581	4999
	Fracturamiento [días]	13296	8	6	1	4	7	11	27
Barnett	FH agua [m ³ /pozo]	3164	10175	9554	0	1608	8185	16682	46736
	Profundidad [m]	3164	1950	498	421	1646	2057	2294	3419
	Fracturamiento [días]	3164	7	26	1	1	1	8	50
Haynesville	FH agua [m ³ /pozo]	689	25913	22990	12	2574	23680	38345	112181
	Profundidad [m]	689	3114	341	2220	2938	3194	3274	4071
	Fracturamiento [días]	689	5	4	1	1	4	7	19
Permian	FH agua [m ³ /pozo]	22020	16507	21669	100	1195	5488	28308	100820
	Profundidad [m]	22020	2717	786	107	2171	2890	3321	5527
	Fracturamiento [días]	22020	4	5	1	1	2	6	22

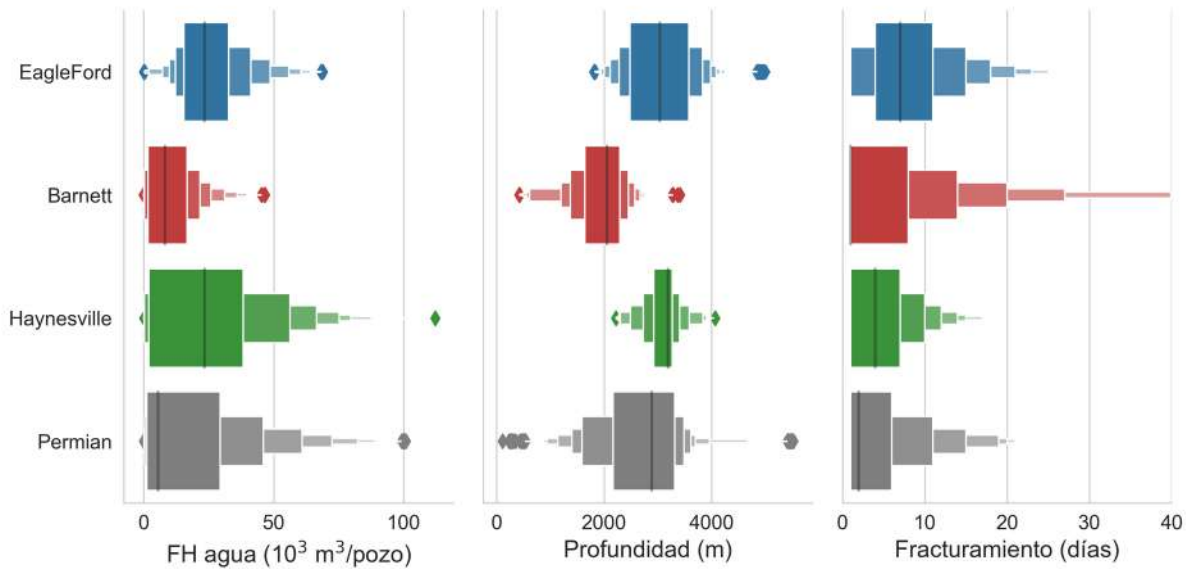


Figura IV.7 Comparación del uso de agua por pozo para FH, profundidad vertical verdadera (TVD) de los pozos y número de días requerido para realizar el fracturamiento hidráulico en los plays de Texas.

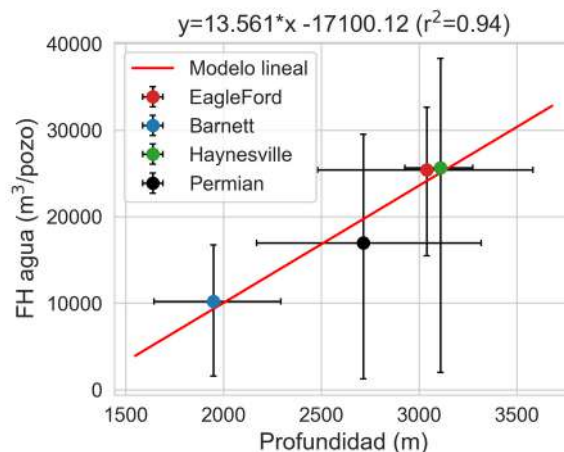


Figura IV.8 Relación entre la profundidad vertical promedio y volumen de agua por pozo promedio en los plays de Texas. Valores estimados a partir de FracFocus para el periodo 2011-2017. Los límites corresponden a los percentiles 25th y 75th.

IV.1.2.2 Evolución histórica del uso de agua para FH en los plays de Texas

Recientemente, [Kondash et al. \(2018\)](#) han observado una intensificación en el uso de agua requerida para generar energía a partir de hidrocarburos no convencionales en distintos plays de EUA. Esta tendencia se ve reflejada como un incremento en el volumen de agua por pozo para el fracturamiento hidráulico. Esto está asociado con reportes que indican que los operadores inyectan un mayor volumen de apuntalante para permitir la apertura de las fracturas por mayor tiempo con el objetivo de aumentar la producción ([Ikonnikova et al., 2017](#)).

En la [Figura IV.9](#) se muestra la evolución temporal de la distribución estadística del uso de agua para FH en los plays de Texas, mientras que en la [Tabla.A 2](#) se muestra el resumen estadístico. El uso de agua para FH en el play Eagle Ford y la cuenca Permian presentan incrementos anuales en promedio de $\sim 3,900$ y $\sim 7,140$ m³, respectivamente. Para el caso del play Eagle Ford se aprecia que el volumen de agua por pozo incrementó de 14.2 ± 4.8 mil m³ en 2011 a 36.4 ± 14.3 mil m³ en 2017. Los posibles factores de dicho incremento se discutirán en los siguientes subcapítulos.

El uso de agua por pozo en el play Barnett ha ido en descenso durante los últimos 7 años según los datos obtenidos de FracFocus ([Figura IV.9](#)), por otro lado, reportes previos de [Nicot et al. \(2014\)](#) sugieren que el consumo de agua para FH había ido aumentando desde el 2004 al 2012 ([Figura II.6](#)), con un volumen de 19.5 ± 12.9 mil m³/pozo en 2012 a un volumen de 5.6 ± 8.9 mil m³/pozo en 2016, aunque para el 2017 incrementó a 10.4 ± 12.6 mil m³/pozo. Históricamente, en el año 2012 se ha representado el consumo más alto de agua por pozo en el play ([Figura II.6.c](#)). Por otro lado, a pesar de que en sus inicios (año 2002) los pozos horizontales en el play consumían un bajo volumen de agua (~ 10.4 mil m³/pozo), estos estaban asociados a una longitud promedio de ~ 600 m, mientras que en el 2012 se duplicó la longitud lateral, así como volumen de agua total por pozo. [Nicot et al. \(2014\)](#) indican que la experiencia de los operadores permitió incrementar la longitud de los pozos y disminuir el uso de agua por unidad de longitud, tal como se aprecia en la [Figura II.6.b](#), en donde en el 2004 el consumo normalizado era de 22.6 m³/m y se estabilizó a ~ 16.4 m³/m en 2008.

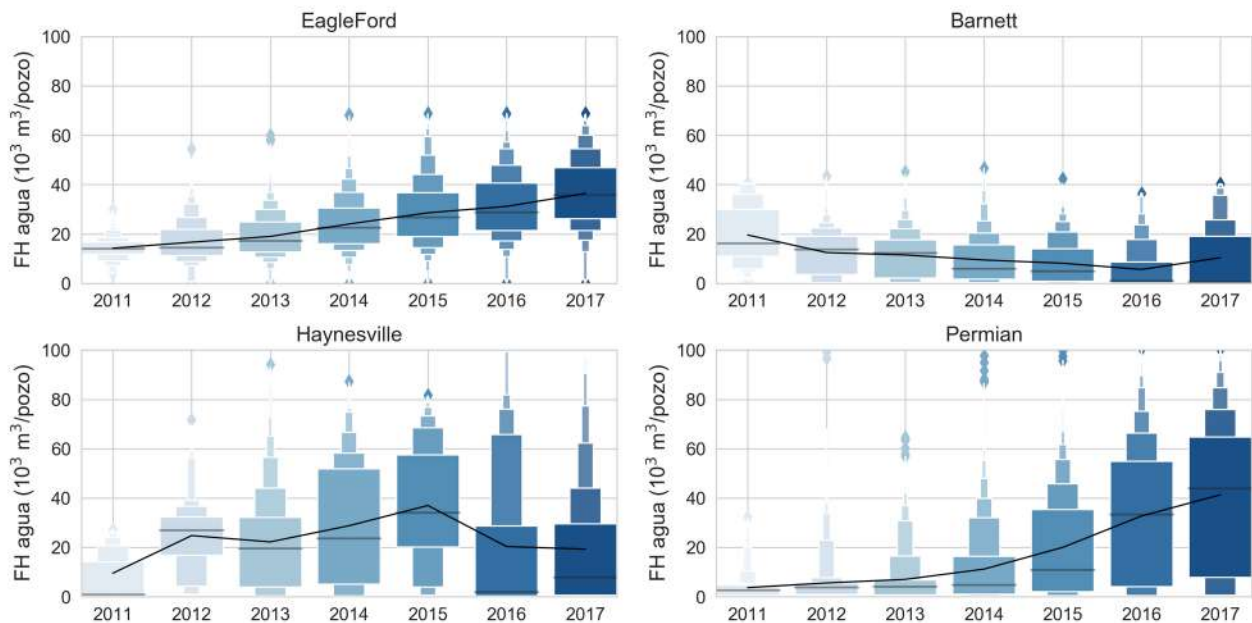


Figura IV.9 Evolución temporal del uso de agua por pozo para FH en los plays de Texas para el periodo 2011-2017. La línea negra continua corresponde a la media. Datos obtenidos de FracaFocus.

En el play Haynesville se aprecia que el volumen de agua por pozo para FH aumentó de 9.5 ± 15.4 mil m³ en 2011 a 37.0 ± 23.3 mil m³ en 2015, aunque en 2017 se redujo a 19.3 ± 23.7 mil m³. Los factores de tales variaciones no son muy claras, pues [Kondash et al. \(2018\)](#) reportan que la longitud horizontal de los pozos se ha mantenido en promedio en 1,340 m durante el periodo 2011-2014, además de que no se cuentan con reportes más recientes de las actividades en el play.

El cambio brusco en el uso de agua del 2013 al 2015 en la cuenca Permian, en donde la mediana pasó de ~4 a ~11 mil m³/pozo (~3 veces más agua), está asociado a la transición de pozos no convencionales verticales a pozos no convencionales horizontales, en donde Scanlon et al., (2017) reportan que del total de pozos no convencionales perforados durante el periodo 2005-2015, dos terceras partes corresponden a pozos verticales y el resto a pozos horizontales. Así mismo, Scanlon et al., (2017) indican en los últimos años se han perforado principalmente pozos no convencionales horizontales (~67% del total anual) con el objetivo de maximizar la extracción de aceite, sin embargo, la producción de aceite convencional en la cuenca sigue siendo significativo (~30% del total anual en 2015). Se ha observado que los pozos no convencionales horizontales utilizan hasta ~5 veces más agua que los pozos no convencionales verticales, además de que los datos indican que los operadores han aumentado las etapas de fracturamiento (de 2 a 33), la longitud de los pozos (de ~800 a ~1500 m) y el volumen de apuntalante, lo que a su vez ha contribuido al aumento en el uso de agua por pozo, de tal manera que para el 2017 el uso promedio por pozo era de ~40 mil m³.

En la Figura IV.10 y la Tabla IV.2 se muestran los acumulados anuales del total de agua para FH (líneas sólidas) y el número total de pozos perforados (línea punteada). Durante el periodo 2011-2017 se requirieron más de 746 Hm³ en Texas, en donde la cuenca Permian demandó el ~48.6% del total (~363 Hm³) y el play Eagle Ford el ~44.6% (~333 Hm³). En los plays Eagle Ford, Haynesville y la cuenca Permian se alcanzó el número máximo de pozos en el 2014, con 3,990, 201 y 6,020, con un volumen anual de 95.7, 5.8 y 67.56 Hm³, respectivamente. En el play Barnett el número máximo de pozos se registró en el año 2013 con 1,130 nuevos pozos y un volumen de ~13 Mm³. Por otro lado, los incrementos en el uso de agua en los plays han propiciado a que en el 2017, en la cuenca Permian, la mitad de número de pozos perforados respecto al 2014 acumulen ~40 Mm³ más de volumen agua.

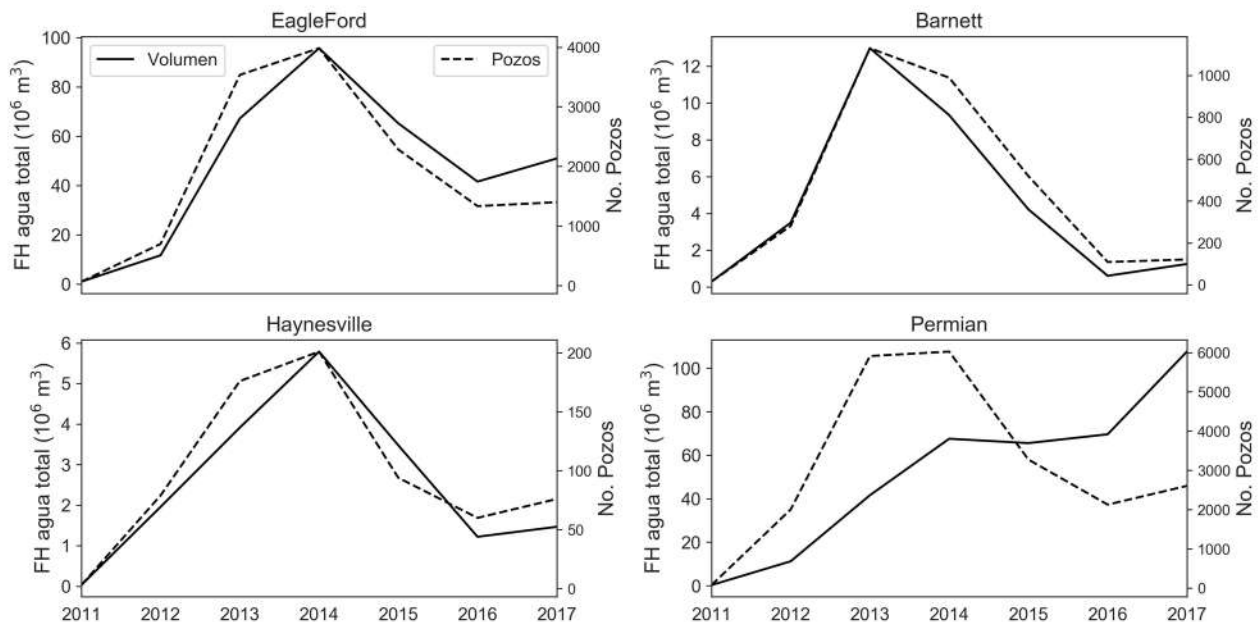


Figura IV.10 Volumen total anual de agua para FH y número de pozos perforados en los plays de Texas para el periodo 2011-2017. Datos estimados a partir de FracFocus.

Tabla IV.2 Evolución temporal y acumulado total del volumen de agua para FH y número de pozos perforados durante el periodo 2011-2017 en los plays de Texas. Datos estimados de FracFocus

Año	Eagle Ford		Barnett		Haynesville		Permian	
	FH agua [Hm ³]	No. Pozos	FH agua [Hm ³]	No. Pozos	FH agua [Hm ³]	No. Pozos	FH agua [Hm ³]	No. Pozos
2011	0.94	66	0.29	15	0.029	3	0.29	77
2012	11.64	699	3.50	281	1.958	79	11.23	2003
2013	67.15	3534	12.98	1130	3.914	176	41.60	5911
2014	95.69	3982	9.34	989	5.789	201	67.56	6024
2015	65.20	2283	4.22	519	3.477	94	65.56	3274
2016	41.55	1333	0.61	109	1.220	60	69.61	2127
2017	50.94	1399	1.25	121	1.467	76	107.62	2604
Total	333.12	13296	32.19	3164	17.85	689	363.48	22020

IV.1.2.3 Patrones del desarrollo de FH en los plays de Texas

Además del uso de agua para FH y el número de pozos perforados, se analizaron otras propiedades y factores que intervienen en el desarrollo de FH en una región, y que además son necesarios para la proyección en plays emergentes (ver [Figura III.3](#)). Estos son: los factores que determinan la tasa de perforación de nuevos pozos, las propiedades que definen la producción de hidrocarburos, y las tasas de flujo de retorno y agua producida (FP).

A partir del número de pozos anual registrados en FracFocus ([Tabla IV.2](#)) y el precio de los hidrocarburos obtenidos de la EIA, se estimaron los parámetros a, b y c de la ecuación 17. Los precios de los hidrocarburos y el número de pozos simulado con las ecuaciones ajustadas para cada zona de producción de gas y aceite se muestran en la [Figura IV.11](#). En general, se obtuvieron buenos ajustes ($r^2 > 0.85$), excepto en el play Barnett, para el cual se obtuvo un r^2 de 0.72. De los ajustes de la ecuación 17 se puede apreciar que el desarrollo de FH en el play Barnett depende en gran medida del precio del gas ($b=2.73$) y en menor medida del número de pozos perforados en años anteriores ($c=0.023$). El play Haynesville y la cuenca Permian presentan una dependencia similar respecto al precio y número de pozos perforados en el último año, pero la tasa de desarrollo en la cuenca Permian es ~22 veces más grande ($a=312.6$ en Permian contra 14 en Haynesville). Por su parte, el play Eagle Ford muestra una tasa de perforación de pozos ($a=69.2$) mayor a los plays Barnett y Haynesville, además de que el número de pozos para un año en particular depende en mayor medida del número de pozos del año pasado.

En la [Tabla IV.3](#) se muestra la parametrización de las curvas mensuales de producción de gas y aceite para diferentes plays. Todas las formaciones muestran curvas de decaimiento del tipo hiperbólico, según los reportes de diferentes autores ([Baihy et al. 2011](#); [Guo et al., 2016](#); [Guo et al. 2017](#); [Wachtmeister et al., 2017](#)). Además, se aplicó la metodología propuesta en la sección III.2.2.4 para ajustar los parámetros b y D0 de las curvas de producción mensual a partir de la producción acumulada anual, para ello se utilizaron los datos reportados por [Kondash y Vengosh \(2015\)](#). Los parámetros ajustados con esta metodología se muestran también en la [Tabla IV.3](#).

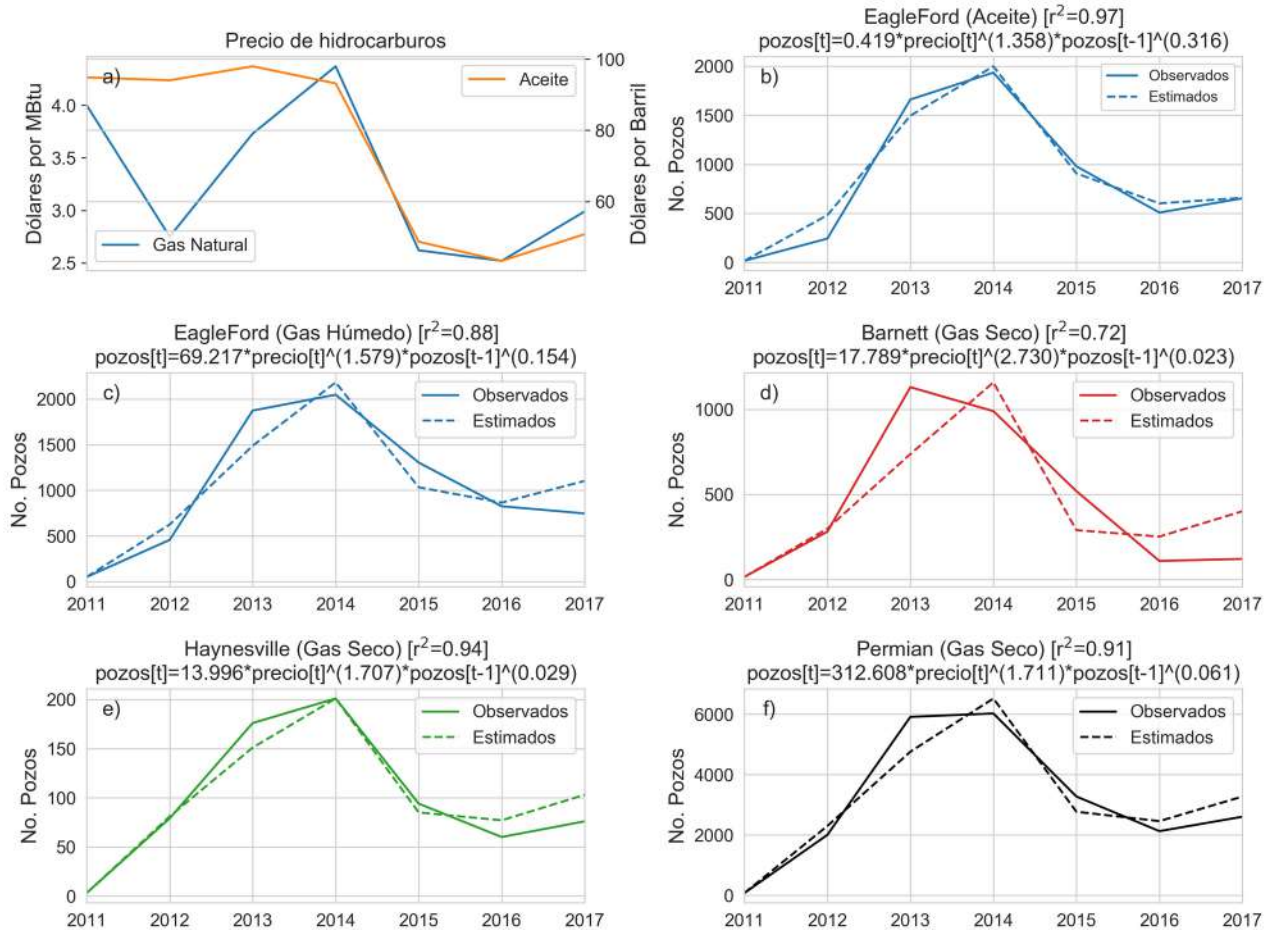


Figura IV.11 Precio de hidrocarburos (a) y predicción del número de pozos perforados por año en los plays de Texas en función del precio de los hidrocarburos y el número de pozos del año antecedente.

Tabla IV.3 Parámetros estimados y reportados de las curvas de producción mensual de hidrocarburos para diferentes plays de EUA

Producción	Play	Curva	Parámetros ajustados		Parámetros reportados		
			b	D0	b	D0	Fuente
Gas	Barnett	Hiperbólica	1.38	0.15	1.58±0.64	0.27±0.22	Guo et al. (2017)
	Eagle Ford	Hiperbólica	1.07	0.19	0.86±0.48	0.27±0.21	Guo et al. (2016)
	Haynesville	Hiperbólica	0.82	0.2	1.19	0.06	Baihly et al. (2011)
	Fayetteville	Hiperbólica	0.69	0.08	0.64	0.03	Baihly et al. (2011)
	Marcellus	Hiperbólica	0.57	0.07			
Aceite	Eagle Ford	Hiperbólica	0.86	0.08	1.10±0.51	0.49±0.43	Wachtmeister at al. (2017)
	Bakken	Hiperbólica	1.52	0.38			
	Permian	Hiperbólica	1.74	8.46			

De la **Tabla IV.3** se aprecia que los ajustes obtenidos a partir de las curvas anuales se encuentran dentro del rango reportado por otros autores, con algunas excepciones, como en el play

Haynesville y en la zona de aceite del play Eagle Ford. En la [Figura IV.12](#) se muestran las curvas normalizadas por play y por zona de producción, en donde los puntos corresponden a los valores reportados por [Kondash y Vengosh \(2015\)](#) como la producción anual por pozo a partir del primer año de producción, mientras que las líneas corresponden a las curvas mensuales agregadas anualmente.

Se observa que, en las zonas de producción de gas, el play Haynesville es el que presenta la caída de producción más rápida en comparación con los otros plays ([Figura IV.12.a](#)), ya que al tercer año de iniciar la operación de un pozo, la producción de este disminuye en un ~75%. Por otro lado, en el play Barnett y Eagle Ford, la producción al tercer año disminuye en un 57 y 67%, respectivamente. Como se observa, los pozos del play Barnett tienen una vida útil más larga, pues a los 10 años de operación se ha reducido la producción en apenas ~82%, mientras que en el play Eagle Ford y Haynesville, la producción a los 10 años se reduce al ~90 y ~94%, respectivamente. [Guo et al. \(2017\)](#) estiman que la vida útil de un pozo en el play Barnett es de entre 11-29 años, con un último recurso recuperable (URR) de entre 39.6-76.5 Hm³, mientras que [Guo et al. \(2016\)](#) estiman que la vida útil de un pozo en la zona de gas en el play Eagle Ford puede llegar a tener una vida útil de 10 a 20 años con un URR de 39.9 a 57.5 Hm³.

Por otro lado, la producción mensual inicial q_0 fue obtenida de los valores anuales de la producción acumulada del primer año reportada por [Kondash y Vengosh \(2015\)](#), siguiendo la metodología mostrada en la [Tabla III.7](#). De la [Tabla.A 3](#) se puede apreciar que la producción de gas por pozo en el primer año de operación en el play Eagle Ford es en promedio de ~18.5 Hm³, es decir, que en promedio se producen ~1,200 m³ de gas por cada m³ de agua inyectado para el fracturamiento hidráulico. Para el play Haynesville, la producción del primer año ronda los 52.2 Hm³ y se producen cerca de 2,200 m³ de gas por cada m³ de agua inyectado. Las producciones iniciales del play Barnett fueron obtenidas de [Guo et al. \(2017\)](#), quien en el 2012 reporta una producción q_0 de 1.8 Hm³, es decir, ~12.15 Hm³ de producción de gas en el primer año, por lo que se producen cerca de 624 m³ de gas por cada m³ de agua inyectada.

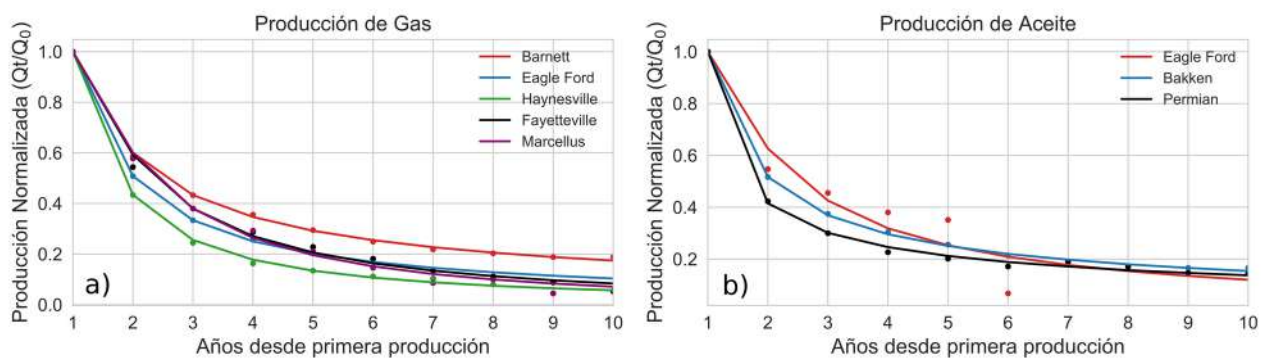


Figura IV.12 Producción anual normalizada de hidrocarburos por pozo para diferentes plays en a) zonas de producción de gas y b) zonas de producción de aceite. La producción es relativa al primer año, en donde los puntos corresponden a los datos reportados por [Kondash y Vengosh \(2015\)](#) y las líneas son las curvas simuladas a partir de los parámetros de la [Tabla IV.3](#).

El volumen de flujo de retorno y agua producida (FP) se ha parametrizado de forma similar a como se hizo con las curvas de producción de hidrocarburos. Los parámetros de las curvas mensuales de FP se muestran en la [Tabla IV.4](#), mientras que en la [Figura IV.13](#) se comparan las curvas normalizadas agregadas anualmente contra los valores reportados por [Kondash y Vengosh \(2015\)](#). De la [Figura IV.13](#) se observa que el volumen producido en las formaciones de gas decae más rápido respecto al primer año, comparadas con las formaciones de aceite.

El volumen de FP correspondiente al primer año de producción de un pozo para cada play se muestra en la [Tabla.A 3](#). De la tabla se aprecia que para la zona de gas del play Eagle Ford, el volumen de FP del primer año se incrementó de $\sim 1,350$ m³/pozo en el 2011 a $\sim 20,700$ m³/pozo en el 2015, mientras que se estima que por cada m³ de agua inyectado para FH regresan a la superficie en el primer año de producción cerca de 0.47 m³ de volumen de FP. Para el play Haynesville ocurre algo similar, en el 2011 el FP del primer año de operación ronda los $\sim 4,660$ m³/pozo y en 2014 aumenta a 20,238 m³/pozo, con una relación $FP_{1año}/FH$ agua de ~ 0.6 m³/m³. El caso más extremo de producción de FP se observa en la cuenca Permian, en donde se reporta una relación $FP_{1año}/FH$ agua en promedio de 3.6, es decir, por cada m³ de agua inyectada para FH regresan a la superficie de 1.8 a 6 veces más agua como parte del flujo de retorno y agua producida.

Tabla IV.4 Parámetros estimados de curvas del volumen mensual de flujo de retorno y agua producida (FP) para diferentes plays de EUA

Producción	Play	b	D0
Gas	Barnett	1.18	0.31
	Eagle Ford	1.08	3.41
	Haynesville	0.92	0.49
	Niobrara	0.7	0.22
Aceite	Eagle Ford	2.05	15.71
	Bakken	0.95	0.65
	Permian	1.96	1.37

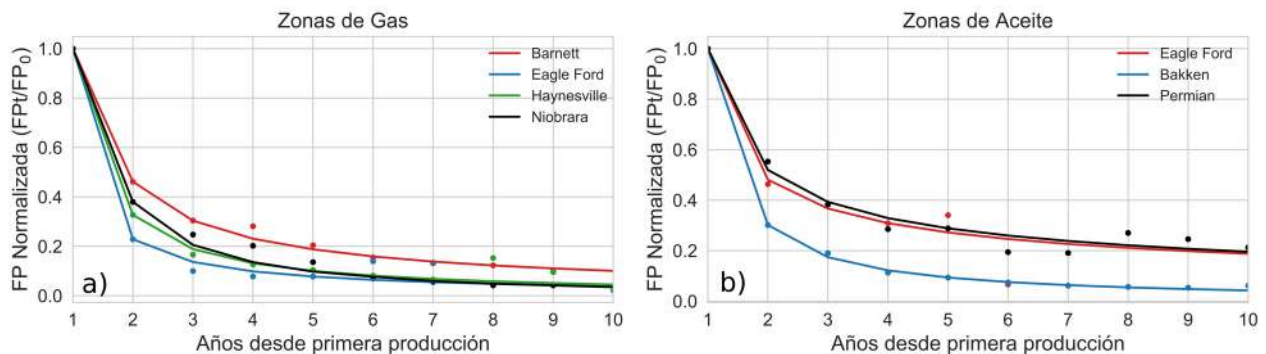


Figura IV.13 Volumen anual normalizado del flujo de retorno y agua producida (FP) pozo para diferentes plays en a) zonas de producción de gas y b) zonas de producción de aceite. El volumen de FP es relativo al primer año de producción de hidrocarburos, en donde los puntos corresponden a los datos reportados por [Kondash y Vengosh \(2015\)](#) y las líneas son las curvas simuladas a partir de los parámetros de la [Tabla IV.4](#).

IV.1.2.4 Impactos hídricos asociados al FH en los plays de Texas

Los impactos hídricos del FH en Texas son muy variados, tanto espacial como temporalmente. Además de variar de un play a otro, el impacto de las actividades dentro de cada play se intensifica o se reduce principalmente en función de la intensidad del desarrollo.

En la [Figura IV.14.a](#) se muestra el volumen total de agua para FH y en la [Figura IV.14.b](#) se observa el número total de pozos perforados, ambos estimados por condado a partir de FracFocus para el periodo 2011-2017. En el play Eagle Ford, el ~83% del total de pozos perforados se concentra en 6 condados, en donde los 3 principales son: Karnes con 2,515 pozos y un total de agua para FH de 61.5 Hm³, Dimmit con 2,182 pozos y 59.2 Hm³ de volumen de agua, La Salle con 2,140 pozos y 65.7 Hm³ de volumen de agua. En esos tres condados, el uso de agua para FH representa el 86.1, 59.4 y el 66.2% de las extracciones totales de agua subterránea del periodo 2011-2016. Sólo en los condados Webb y McMullen, el volumen de agua para FH ha representado un porcentaje mayor respecto a las extracciones totales de agua subterránea, sin embargo, las extracciones de agua subterránea en estos condados son en promedio tres veces menores respecto a los condados Dimmit y La Salle. Para la gran mayoría del resto de los condados, el uso de agua para FH representa menos del 5% de las extracciones para otros usos, por lo que los impactos del FH son relativos.

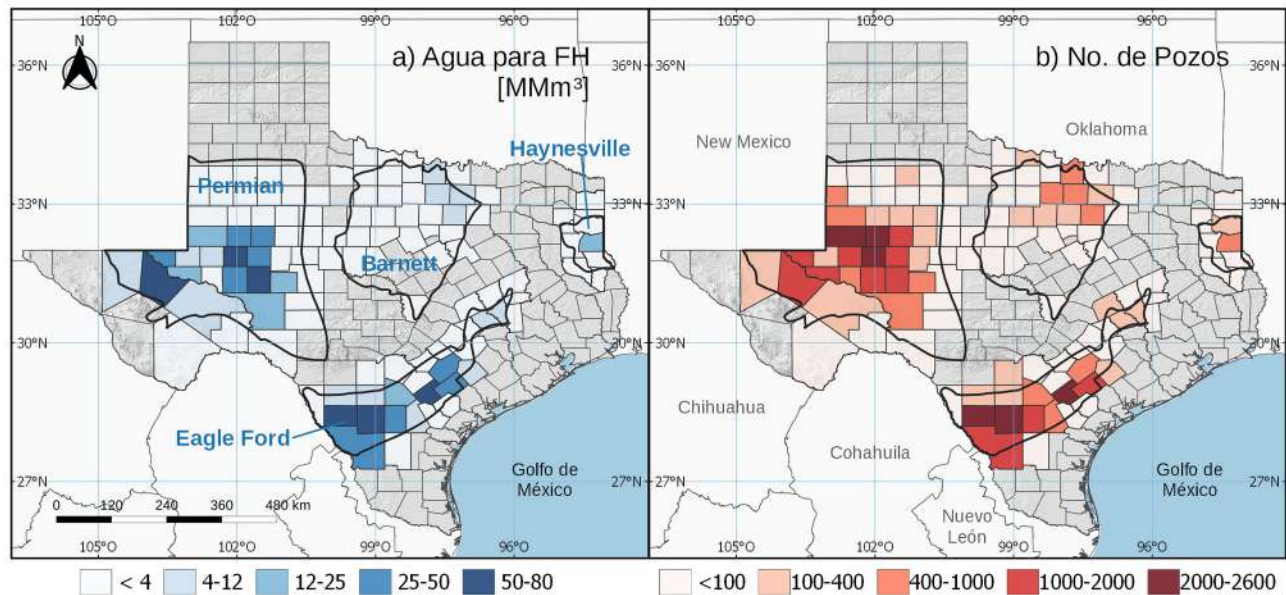


Figura IV.14 Distribución espacial por condado del a) volumen total de agua usada para FH y b) número de pozos perforados. Los datos fueron obtenidos de FracFocus para el periodo 2011-2017.

En el play Barnett, el ~61% de los pozos registrados en FracFocus para el periodo 2011-2017 se encuentran en cuatro condados: Tarrant con 520 pozos y un volumen de agua para FH de 8.9 Hm³, Wise con 514 pozos y 7.7 Hm³ de agua para FH, Jack con 462 pozos y un volumen de 1.2 Hm³; y

Montague con 425 pozos y un volumen de 6.4 Hm³. En esos condados, el volumen de agua para FH representa respecto al total de extracciones el 6.6, 16, 24.6 y 38.5%.

En el play Haynesville, el ~88% de los pozos registrados en FracFocus se concentran en los condados Panola, con 447 pozos y un volumen de agua para FH de 12.4 Hm³, y en el condado Harrison con 156 pozos y un volumen acumulado de agua para FH de 3.1 Hm³. En estos condados se extrajo en total de 32-40 Hm³ para múltiples usos en el periodo 2011-2016, y el volumen acumulado para FH representó el 31.4 y 9.4%, respectivamente.

Por su parte, en la cuenca Permian, del total de pozos registrados en FracFocus para el periodo 2011-2017, el ~80% se concentran en 9 condados. Los tres condados más importantes en función del número de pozos son: Andrews con ~2,560 pozos y un volumen acumulado de agua para FH de 14.54 Hm³, Midland con ~2,550 pozos y un volumen de 79.73 Hm³, Martin con ~2,240 pozos y un volumen de ~45 Hm³. La relación de volumen de agua para FH respecto a las extracciones totales de agua subterránea en esos condados es del 8.2, 56 y 14.4% respectivamente. En los condados Loving e Irion se observa que el volumen para FH sobrepasa en más del 100% las extracciones de agua subterránea, pero se debe a que las extracciones alcanzan apenas los 5.3 y 19 Hm³ en esos 6 años.

En la [Figura IV.15](#) se exploran las relaciones del volumen anual de agua para FH a escala de los plays respecto a las extracciones de agua subterránea (GW) para diferentes usuarios y respecto a la climatología. En el 2014 se presentaron los mayores volúmenes de agua para FH en los plays Eagle Ford y Haynesville (ver [Tabla IV.2](#)), y representaron el ~17.3 y ~15.2% de las extracciones totales de GW, el ~32 y ~202% de las extracciones de GW para riego, y el ~64.6 y ~21.6% de las extracciones de GW para uso municipal ([Figura IV.15.a, b y c](#)). En el caso del play Haynesville, el alto porcentaje respecto a riego se debe la agricultura demanda menos del 3% del total de agua subterránea ([Figura IV.5](#)). En el caso del play Barnett, el mayor número de pozos se detectó en el 2013, en donde el volumen total de agua para FH representó el ~5.8, ~15.8 y ~10.8 de las extracciones de GW totales, GW para riego y GW municipal, respectivamente. Por su parte, en la cuenca Permian se observó que el mayor volumen de agua para FH (ver [Tabla IV.2](#)) se presenta en el año 2017, sin embargo, las afectaciones más importantes se presentan en el 2015, en donde el volumen de agua para FH representó el ~3.38, ~3.7 y ~72.7% de las extracciones de GW totales, GW para riego y GW municipal, respectivamente.

Comparado contra la precipitación anual promedio en el play ([Figura IV.15.d](#)), el uso de agua para FH representa un pequeño porcentaje (<0.5%). Por otro lado, al no tener datos recientes de recarga estimada, se compararon para el periodo 2000-2008 el volumen total de extracciones de agua subterránea (GW) contra la recarga vertical del producto WaterGAP ([Döll et al., 2014](#)). Del análisis anterior se observa que para los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y la cuenca Permian, las extracciones totales de agua subterránea representan en promedio el ~46, ~15.7, ~5.4 y >100% de la recarga vertical ([Figura IV.15.e](#)). Cabe destacar que se presentan años en los que la recarga disminuye y las extracciones aumentan, como se observa en el play Eagle Ford en el 2006, en donde las extracciones de agua subterránea equivalen al ~84% de la recarga.

Finalmente, ¿cuánta precipitación se convierte en recarga en cada play? Los resultados a partir de WaterGAP y CHIRPS indican que en promedio en los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y la cuenca Permian, el ~3.1, ~2.8, ~6.2 y ~1% de la lluvia se convierte en recarga ([Figura IV.15.f](#)).

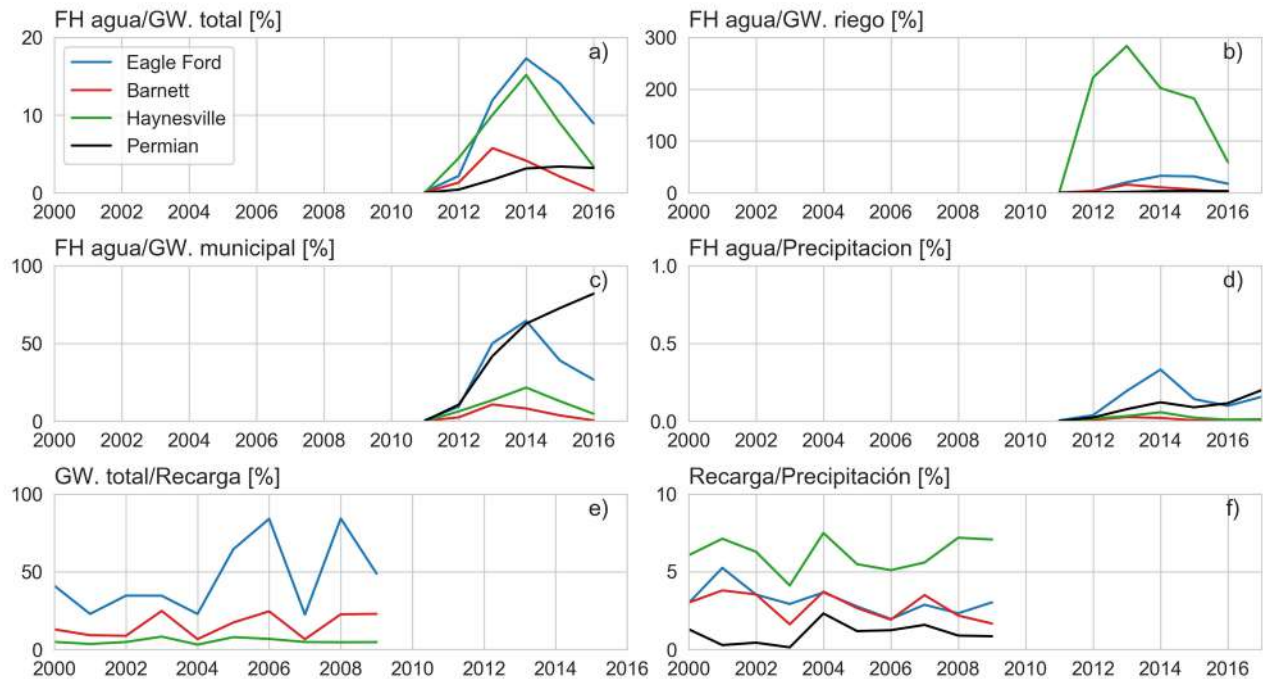


Figura IV.15 Relaciones entre demandas de agua para FH (FH agua) y a) demandas de agua subterránea totales (GW total), b) demandas para riego (GW riego), c) uso municipal (GW municipal), d) precipitación. Así como relaciones entre e) GW total y recarga difusa y f) recarga y precipitación. Período 2000-2017.

Los análisis anteriores se han realizado al comparar volúmenes de agua para FH contra las demandas de agua subterránea para otros usuarios, pero ¿Cuál ha sido el comportamiento hidrológico y la tendencia en los almacenamientos subterráneos? Para contestar la pregunta anterior se aplicó un balance hídrico a partir de la ecuación 6 con el objetivo de estimar la evolución del almacenamiento subterráneo en cada uno de los plays, en donde las anomalías del almacenamiento terrestre (TWS) fueron obtenidas de GRACE (Seo et al., 2006) y el contenido de humedad del suelo fue obtenido del producto MERRA-2.

Los resultados del balance se muestran en la Figura IV.16, en donde se presenta el índice de estandarizado de sequía de precipitación de 12 meses (SPI12, línea azul) en el eje y-derecho. La línea verde en la Figura IV.16 corresponde a la humedad del suelo (SM), mientras que las líneas negra y roja corresponden a las anomalías del almacenamiento terrestre (TWS) y el almacenamiento subterráneo (GW). Durante el periodo 2002-2010 se observa una alta correlación entre las anomalías en los almacenamientos y los episodios de humedad y sequía expresados con el SPI12. Los periodos 2004-2005 y 2008-2009 están asociados con incrementos de precipitación y aumento en los almacenamientos terrestre y subterráneo. Por otro lado, el periodo 2006-2007 está asociado a una sequía de severa a extrema ($-2.0 < \text{SPI} < -1.3$), en donde los tres almacenamientos muestran un descenso de más de 50 mm respecto al valor de largo plazo.

Durante el 2011-2012, se presentó una sequía excepcional ($\text{SPI} < -0.2$) que afectó gran parte de Texas (Figura IV.16), en donde los almacenamientos de los embalses se redujeron a más de la mitad

de su capacidad y generó problemas con la generación de energía (Scanlon et al., 2013). Los déficit de precipitación se prolongaron hasta el 2015, con valores de SPI12 <0. A pesar de que la humedad del suelo incrementa después del 2013, las anomalías de TWS y GW presentan una lenta recuperación. Por ejemplo, en los plays Eagle Ford y Barnett (Figura IV.16.a y Figura IV.16.b), la recuperación de TWS (>0 mm) se presenta 5 años después, mientras que en el play Barnett el almacenamiento subterráneo permanece por debajo del eje horizontal (con un valor de GWA aproximado de -100 mm) incluso a finales del 2017. El play Haynesville es menos susceptible a los periodos de sequía y muestra una tendencia positiva después de la sequía extraordinaria (Figura IV.16.c), mientras que a largo plazo la pendiente de TWS es casi nula (0.03 mm/mes). Por otro lado, en la cuenca Permian se aprecia que las anomalías de TWS y GW exhiben una pendiente negativa a partir del 2011, con valores de -100 mm/mes a finales del 2017 (Figura IV.16.d).

A pesar de que se observa que la sequía excepcional del 2011-2012 tuvo un fuerte impacto en el estrés hídrico en Texas, también se aprecia que algunos plays ya presentaban tendencias negativas en el almacenamiento subterráneo, producto de años de extracciones de agua subterránea para satisfacer las demandas de diferentes usuarios. El play Barnett y la cuenca Permian presentan tendencias negativas de largo plazo del almacenamiento terrestre (-1.15 y -0.54 mm/mes, respectivamente) y del almacenamiento subterráneo (-1.45 y -0.46 mm/mes, respectivamente). Históricamente, el play Barnett y la cuenca Permian han sido los más afectados por actividades de extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales, sin embargo, los episodios intensivos de desarrollo de FH en plays más recientes, como el Eagle Ford y Haynesville, se interceptan con periodos prolongados de sequía y disminución de almacenamiento.

En los subcapítulos siguientes se analizan los efectos locales de la sequía y las extracciones de agua para FH en el play Eagle Ford.

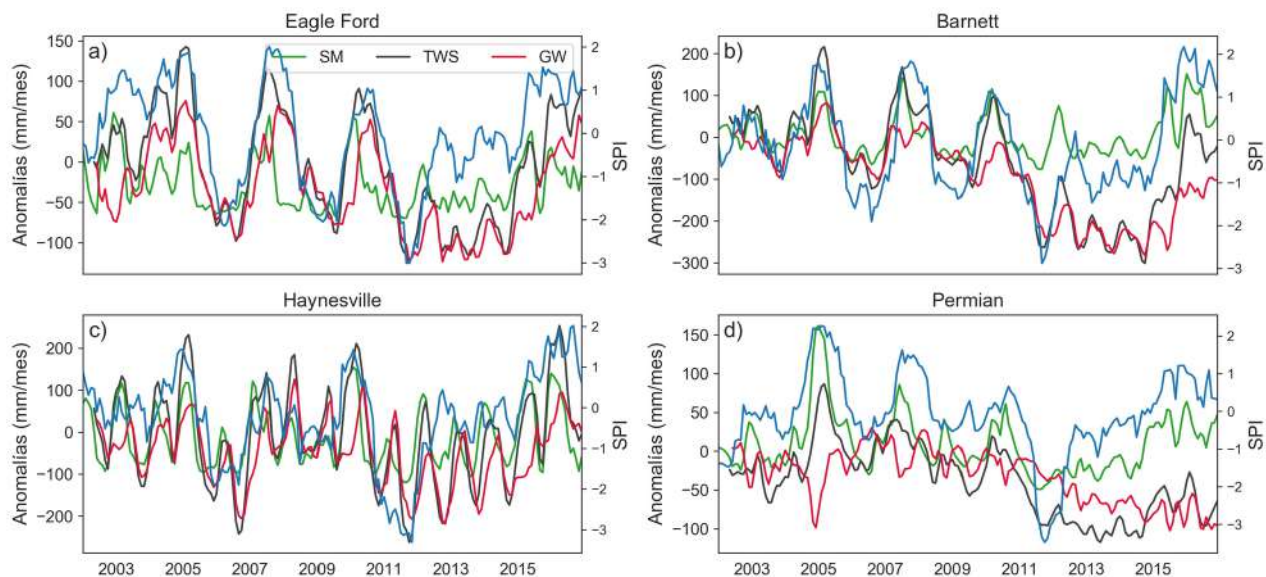


Figura IV.16 Evolución temporal del índice de sequía estandarizado de 12 meses SPI (línea azul, eje derecho) y las anomalías (eje izquierdo) de humedad del suelo SM (línea verde), almacenamiento terrestre TWS (línea negra) y almacenamiento subterráneo GW (línea roja) para los plays de Texas. SPI12 derivado de CHIRPS, SM obtenido de MERRA-2, TWS de GRACE y GW estimado a partir de la ecuación 6.

IV.1.3. Impactos y desarrollo del FH en el play Eagle Ford Texas

El play Eagle Ford es un play transfronterizo que tiene su extensión hacia México, en las cuencas petroleras Burgos y Sabinas (ver [Figura II.3](#)), por lo que estudiar los impactos del desarrollo de FH en el play Eagle Ford de Texas (ET-TX) permitirá comprender los posibles impactos que se pueden generar en el noreste de México.

El play EF-TX cubre cerca de $\sim 46,500 \text{ km}^2$ ($\sim 6.8\%$ de la superficie total del estado) e intersecta 27 condados, con una población de ~ 1.2 millones de habitantes en el año 2016, en donde los condados Webb, Brazos y Guadalupe concentran $\sim 55\%$ de la población total. Del total de extracciones de agua subterránea (ver [Figura IV.2.a](#)), se estima que el $\sim 54\%$ se concentra en los condados Brazos, Frio, González y Robertson. El acuífero Carrizo-Wilcox cubre el $\sim 80\%$ de la extensión del play y de él se extrae cerca del 50.5% del total de agua para diferentes usuarios ([TWDB, 2018](#)). Al play lo cruzan nueve ríos (ver [Figura IV.1](#)) que reciben importantes contribuciones de agua subterránea de los acuíferos durante los periodos de estiaje ([Green et al., 2008](#); [Arciniega-Esparza et al., 2017b](#)).

La extracción intensiva de hidrocarburos no convencionales en el EF-TX comenzó en el 2008 en el condado La Salle ([Pierre et al., 2017](#)) y se extendió rápidamente en todo el play, llegando a producir ~ 1 Mmbpd de aceite ([EIA, 2017](#)). Reportes previos indican que en el play se han perforado $\sim 14,500$ pozos durante el periodo 2010-2016, y se espera que este número se incremente entre 20,000 a 87,000 nuevos pozos dependiendo de las condiciones del mercado ([Scanlon et al., 2014](#); [Ikonnikova et al., 2017](#)).

IV.1.3.1 *Análisis estadístico del desarrollo de FH en el play Eagle Ford TX*

Para el análisis de la evolución del fracturamiento hidráulico en el play se utilizaron las bases de datos FracFocus e IHS Enerdeq ([Figura IV.17](#)). Ambas bases de datos fueron filtradas para remover valores atípicos mediante la aplicación de los métodos multivariados mostrados en la metodología. La limpieza de FracFocus fue mencionada en subcapítulos anteriores, mientras que el proceso de limpieza de IHS se muestra en el trabajo realizado por [Arciniega-Esparza et al. \(2019\)](#). A manera de resumen, se encontró que la metodología multivariada MAD es la más adecuada para remover valores atípicos en IHS.

Previo a la detección de outliers, se resolvieron problemas en el volumen de agua en IHS asociados a errores en el registro de las unidades ([Scanlon et al. 2017](#)). Se determinó que los pozos en IHS con un volumen de agua para FH menor a $1,000 \text{ m}^3$ están asociados a problemas de calidad de información y representan más del 80% del total de pozos registrados en la base de datos para el periodo 2011-2017. Para corregir el volumen de agua se probaron diferentes relaciones funcionales entre los pozos de IHS con un volumen de agua para FH mayor a $1,000 \text{ m}^3$ y diferentes atributos (profundidad, longitud, apuntalante, etc), así mismo, se comparó contra el volumen de agua para FH de FracFocus. En la [Figura IV.18](#) se muestran los tres atributos que dieron las mayores correlaciones: el volumen de apuntalante ($r^2=0.62$), longitud horizontal del pozo ($r^2=0.34$) y el

volumen de agua en FracFocus ($r^2=0.97$). A pesar de la buena correlación entre IHS y FracFocus, los problemas de calidad se corrigieron a partir del volumen de apuntalante, debido a que ~8,700 pozos de IHS no están contenidos en FracFocus. La descripción detallada del procedimiento de limpieza, detección de outliers y la implicación de la elección de distintas metodologías en el volumen total de agua para FH se discuten en Arciniega-Esparza et al. (2019).

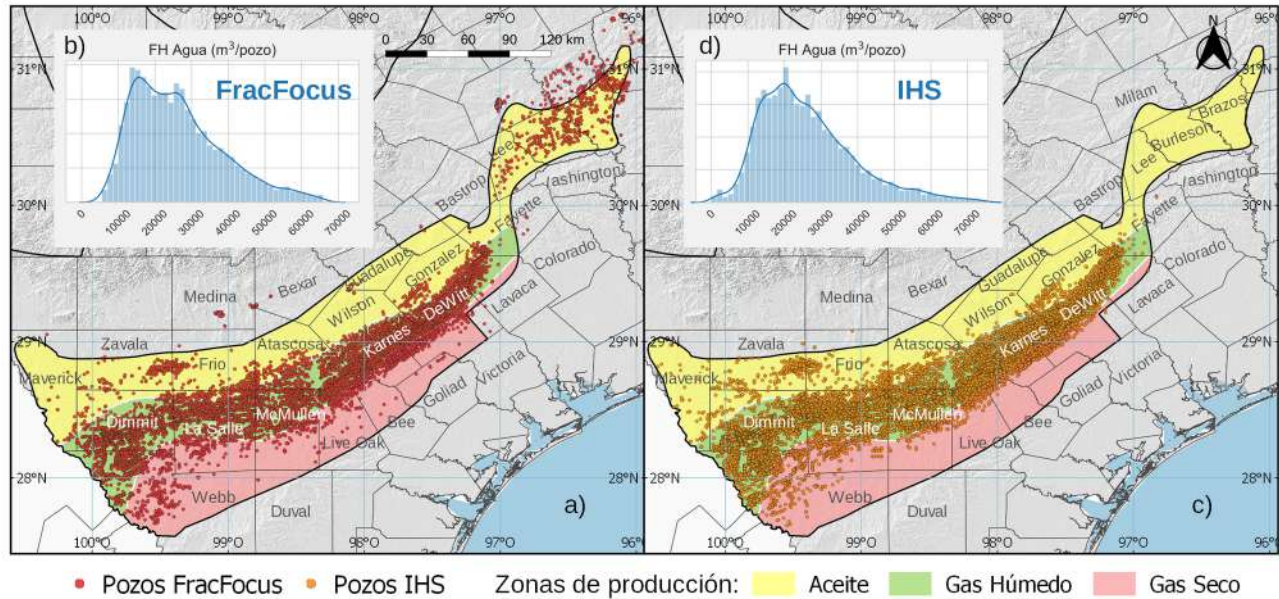


Figura IV.17 Distribución espacial de pozos registrados en a) FracFocus y c) IHS Enerdeq para el play Eagle Ford en el periodo 2011-2017 y la diferencia en uso de agua para FH (b y d).

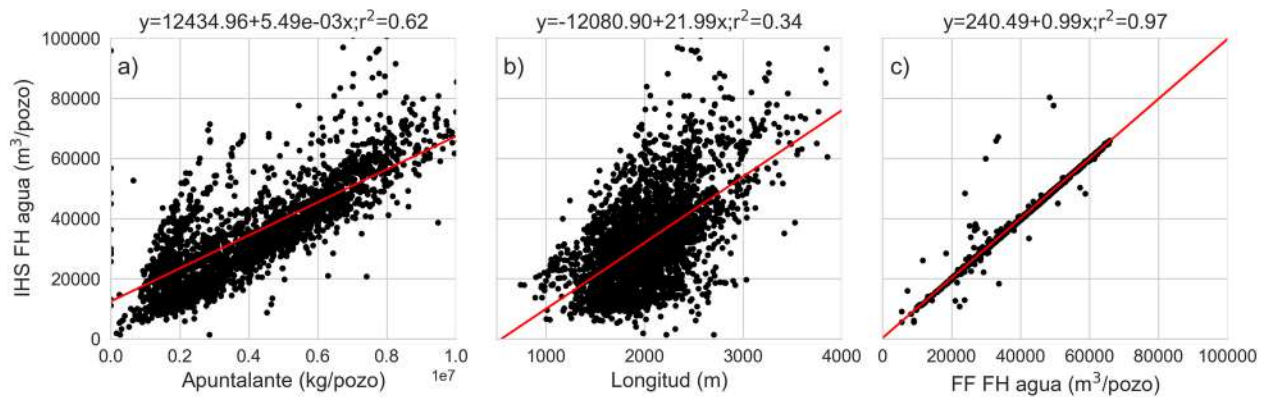


Figura IV.18 Correlación entre el uso de agua para FH en el play Eagle Ford derivado de IHS contra a) el volumen de apuntalante de IHS, b) longitud horizontal de los pozos de IHS y c) el volumen de agua para FH de FracFocus. Se han comparado únicamente pozos cuyo volumen de agua en IHS supera los 1,000 m³.

Para el periodo 2011 a mediados de 2017, en IHS se registraron ~17,220 pozos de FH (después del proceso de corrección, detección de outliers y relleno de la base de datos), comparado con FracFocus que para el periodo 2011-2017 se registraron ~13,300 pozos (~3,900 pozos menos

respecto a IHS). La comparación de la distribución de uso de agua para FH en FracFocus e IHS se muestra en la [Figura IV.17.b](#) y [Figura IV.17.d](#), mientras que los estadísticos se muestran en la [Tabla.A 4](#). La prueba no paramétrica de Mann-Whitney sugiere que las distribuciones de probabilidad del uso de agua para FH entre las bases de datos son diferentes ($U=77 \times 10^6$, $p < 0.001$), en donde la mediana del volumen de agua para FH en IHS es de $\sim 28,850$ m³/pozo y los percentiles 25th y 75th de $\sim 25,210$ y $\sim 33,320$ m³/pozo, respectivamente, mientras que esos mismos estadísticos en FracFocus equivalen a $\sim 23,100$, $\sim 15,380$ y $\sim 32,110$ m³/pozo. De lo anterior, se estima que, debido al proceso de corrección de datos en IHS a partir del apuntalante ([Figura IV.18](#)), el volumen de agua para FH en IHS es de 25 a 50% mayor respecto a FracFocus, sin embargo, para pozos de gran volumen (mayor a la mediana) la diferencia es mínima (<5%).

El play Eagle Ford TX es productor de aceite, gas húmedo y gas seco. En la [Figura IV.17](#) se muestran las tres zonas de producción de hidrocarburos, mientras que en la [Tabla.A 4](#) se muestran los estadísticos de los pozos por tipo de hidrocarburo producido. Para el análisis de estadísticos por zonas se excluyó a la zona de producción de gas seco debido a que sólo se encontraron 208 pozos perforados para el periodo 2011-2017 ($\sim 1.6\%$ del total de pozos) y su contribución al total de agua para FH fue menor a 2%.

La mediana del uso de agua para FH en la zona de producción de aceite fue estimado en $\sim 24,340$ y $\sim 29,180$ m³/pozo a partir de FracFocus e IHS, respectivamente. Para la zona de gas húmedo la mediana fue estimada en $\sim 24,340$ y $\sim 28,850$ m³/pozo, respectivamente. A pesar de que la mediana estimada a partir de FracFocus es similar para ambas zonas de producción, la hipótesis alternativa de la prueba no paramétrica de Mann-Whitney sugiere que las distribuciones estadísticas son distintas ($U=526072$, $p < 0.05$).

El apuntalante por pozo se ha estimado en $\sim 2,790 \pm 1,460$ Ton para todos los pozos contenidos en IHS, mientras que en la zona de producción de aceite y gas húmedo se estima en el rango de las $\sim 3,080 \pm 1,440$ y las $\sim 2,700 \pm 1,390$ Ton/pozo, respectivamente. La mediana de la longitud horizontal de los pozos se estima en 1,990 m, y se mantiene similar en ambas zonas de producción de hidrocarburos. El volumen normalizado de agua por unidad de longitud por pozo se ha estimado en 14.7 m³/m, mientras que la mediana del volumen de apuntalante por unidad de agua ronda los ~ 93 kg/m³, así mismo, se estima que en los pozos del play Eagle Ford utilizan cerca de 1.4 Ton de arena por metro lineal de la tubería horizontal. Los estadísticos completos se muestran en la [Tabla.A 4](#).

A partir de [Scanlon et al. \(2017\)](#) se determinaron cuatro categorías de pozos: convencionales verticales, convencionales horizontales, no convencionales verticales y no convencionales horizontales. De la base de datos IHS en el periodo 2011-2012, ningún pozo fue catalogado convencional, mientras que ~ 590 pozos fueron clasificados como no convencionales verticales ($\sim 3.5\%$ del total de pozos). Los resultados sugieren que los pozos no convencionales horizontales consumen en promedio $\sim 42\%$ más agua que los pozos no convencionales verticales y cerca de 3 veces más apuntalante por unidad de volumen, en donde los pozos horizontales muestran un volumen de agua para FH de $\sim 29.5 \pm 7$ mil m³ y $\sim 92.3 \pm 33$ kg/m³ de apuntalante, mientras que los pozos verticales consumen $\sim 20.7 \pm 6.2$ mil m³ y $\sim 32.7 \pm 45$ kg/m³.

IV.1.3.2 Evolución histórica del FH en el play Eagle Ford TX

Durante el periodo 2011-2017, se perforaron más de 13,290 pozos según los registros de FracFocus, en comparación con los 17,220 de IHS. La evolución histórica de agua para FH a partir de FracFocus se muestra en la [Figura IV.9](#) y fue descrita en subcapítulos anteriores, sin embargo, se destaca que el uso de agua para FH ha ido en aumento en el play con un incremento de $\sim 3,170$ m^3 /pozo/año. Por su parte, IHS también exhibe incremento en el uso de agua para FH, en donde pasó de $\sim 24,200$ m^3 /pozo en el 2011 a $\sim 31,430$ m^3 /pozo en 2017, con incrementos de $\sim 1,030$ m^3 /pozo/año.

En la [Figura IV.19](#) se muestra la evolución histórica de los atributos de los pozos horizontales de IHS (el uso de agua para FH se puede revisar de FracFocus en la [Figura IV.9](#)). La longitud horizontal promedio de los pozos incrementó en 200 m en 2016 respecto a los $\sim 1,900$ m de longitud reportados en 2011. El uso de apuntalante presenta un mayor incremento comparado con la longitud, pues del 2011 al 2016 el volumen de apuntalante inyectado para el fracturamiento incrementó en un $\sim 86\%$, con una pendiente de ~ 290 Ton/pozo/año. El uso normalizado de agua respecto a la longitud se estima en 12.8 m^3 /m en 2011 y 16.2 m^3 /m en 2016, lo que representa un incremento del $\sim 27\%$. Por su parte, el volumen de apuntalante por unidad de agua incrementó de ~ 84 kg/m^3 en 2011 a 106 kg/m^3 en 2016. Los valores medios anuales de todas las variables de IHS se muestran en la [Tabla.A 5](#).

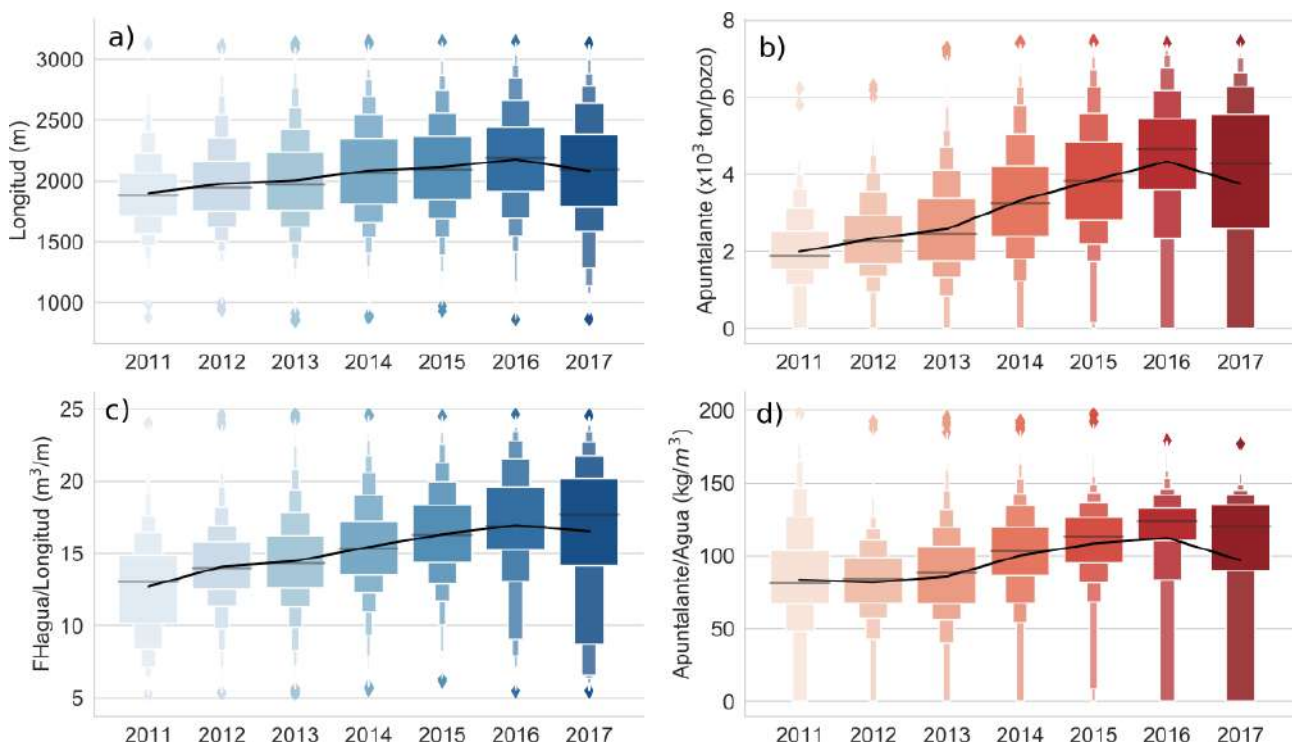


Figura IV.19 Evolución temporal de a) la longitud horizontal, b) volumen de apuntalante para FH, c) volumen de agua para FH por metro horizontal y d) volumen de apuntalante por unidad de agua para FH. La línea negra corresponde al valor promedio por año. Los datos fueron obtenidos de IHS.

En la [Tabla IV.5](#) se muestran los acumulados anuales de agua para FH y número de pozos perforados para el periodo 2011-2017. De FracFocus se estimó un volumen total de agua de ~333 Hm³ y un total de ~13,300 pozos, comparado con los ~502 Hm³ de agua y ~17,220 pozos de IHS. El año 2014 fue el más intenso en desarrollo de FH, pues se perforaron cerca de 3,980 pozos en FracFocus y 4,180 pozos en IHS, con volúmenes de agua de ~95.7 y ~130.5 Hm³, respectivamente, que representan del ~17.3 al ~24.6% de las extracciones totales.

De la [Tabla IV.5](#) se puede apreciar que durante los años 2011-2013 existe una gran diferencia entre los registros de FracFocus e IHS, en donde FracFocus reporta un volumen de ~79.7 Hm³ y un total de pozos de ~4,300 pozos, mientras que IHS reporta un volumen de ~254 Hm³ y ~9,430 pozos. Para el periodo 2014-2016, el volumen de agua para FH y el número de pozos en FracFocus fue de ~202 Hm³ y ~7,600 pozos, mientras que en IHS se estimaron ~231 Hm³ y ~7,225 pozos, respectivamente. Debido a que el año 2017 está incompleto en IHS no se compara con FracFocus.

Las diferencias en los acumulados de agua y número de pozos en ambas bases de datos se deben, principalmente, a que la base de datos FracFocus inició a operar en 2011 y fue hasta febrero del 2012 que la *Rail Road Commission* (RRC) estableció que los operadores estaban obligados a registrar el volumen de agua y los compuestos químicos usados para FH, además, [Scanlon et al. \(2017\)](#) indican que los pozos completados hasta 2013 fueron registrados con un formato anterior, lo que generó problemas con la integración de las versiones de las bases de datos.

Para complementar las deficiencias en FracFocus e IHS al inicio y al final del periodo de registro, se creó la última columna en la [Tabla IV.5](#), la cual considera los valores máximos entre ambas bases de datos. El volumen acumulado de agua para FH para el periodo 2011-2017 resultó en ~546 Hm³ asociados a ~18,620 pozos perforados.

Tabla IV.5 Comparación entre el volumen total de agua para FH y el número total de pozos perforados registrados en FracFocus e IHS para el periodo 2011-2017. La columna corregido corresponde al valor máximo entre ambas bases de datos

Año	FracFocus		IHS Enerdeq		Corregido	
	FH agua [Hm ³]	No.Pozos	FH agua [Hm ³]	No.Pozos	FH agua [Hm ³]	No.Pozos
2011	0.94	66	51.42	2151	51.42	2151
2012	11.64	699	94.10	3454	94.10	3454
2013	67.15	3534	108.60	3827	108.60	3827
2014	95.69	3982	130.47	4177	130.47	4177
2015	65.20	2283	69.29	2113	69.29	2283
2016	41.55	1333	31.43	934	41.55	1333
2017	50.94	1399	17.50	566	50.94	1399
Total	333.12	13296	502.82	17222	546.39	18624

IV.1.3.3 Evolución espacial del FH en el play Eagle Ford TX

Existe una gran variabilidad espacial en el uso de agua para FH en el play, sin embargo, el desarrollo de FH se limita, en parte, por el número de pozos perforados que a su vez depende del área disponible para la perforación de nuevos pozos. Pierre et al. (2015) reportó que hasta el 2012, el ~23% de las plataformas de pozos en el play Eagle Ford contenían dos o más pozos, el resto contenían un único pozo de producción. Pierre et al. también estimaron que el área de las plataformas de pozos abarcaba de 2.3 a 20 ha. Por otro lado, Hernández-Espriú et al. (2019b) sugieren que para el desarrollo de FH tiene más relevancia el área requerida por la tubería del pozo para no interrumpir la producción de pozos aledaños. Para el análisis espacial del desarrollo de FH se estimaron dos atributos: la densidad de pozos (número de pozos por unidad de área) y el área real requerida. El proceso para la estimación de ambos parámetros fue descrito en la metodología.

Para estimar la densidad de pozos se definió una malla regular de 5x5 km y por cada año se calculó el número de pozos contenidos en cada celda de la malla. En la Figura IV.20 se muestra la densidad total de pozos a partir de FracFocus e IHS para el periodo 2011-2017, además, en la Tabla.A 6 se presenta el resumen de los estadísticos del análisis de densidad. Resultados adicionales se pueden consultar en el trabajo de Hernández-Espriú et al. (2019a). Para el periodo total, la densidad máxima a partir de FracFocus e IHS fue estimada en ~3.4 y ~3.7 pozos/km², mientras que los percentiles 25th, 50th y 75th se estimaron en 0.08, 0.2 y 0.64 pozos/km² para FracFocus y 0.12, 0.44 y 1.0 pozos/km² para IHS.

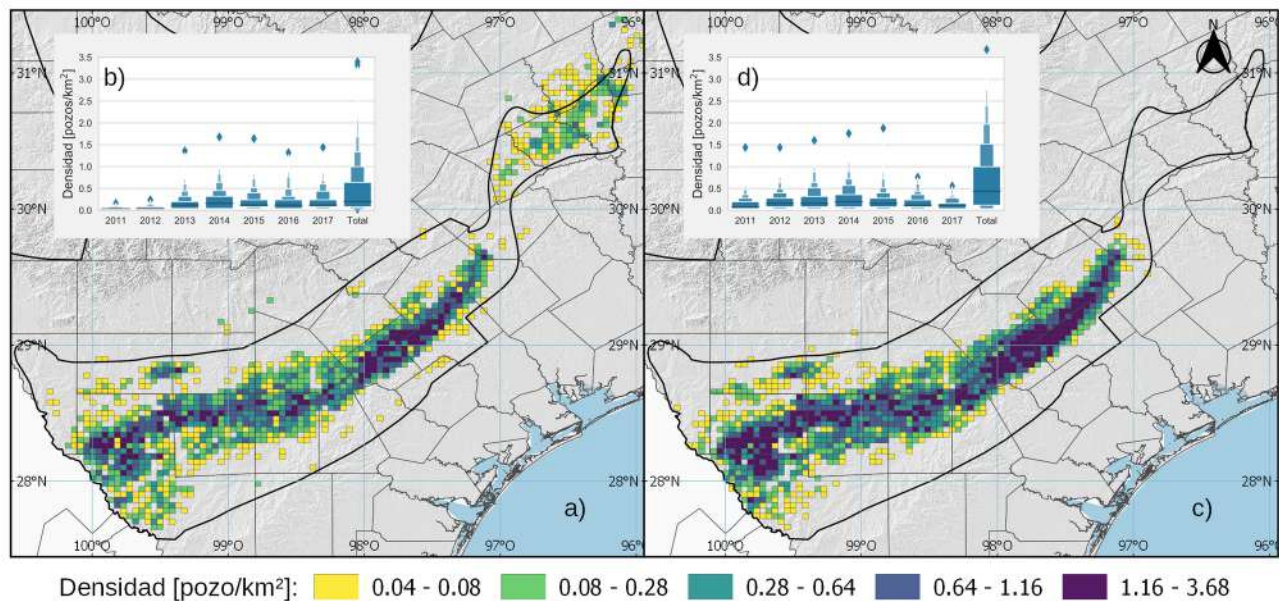


Figura IV.20 Distribución espacial (a y c) y evolución temporal (b y d) de la densidad de pozos estimada con FracFocus (a y b) e IHS (b y d).

En el 2014 se observaron las mayores densidades de pozos, asociadas al mayor número de pozos perforados en el play (Figura IV.20.b y Figura IV.20.d). Para ese año, a partir de FracFocus se estimaron los percentiles 25th, 50th y 75th de densidades en 0.04, 0.16 y 0.32 pozos/km² y para IHS se

estimaron 0.08, 0.2 y 0.36 pozos/km². Los pozos de fracturamiento hidráulico tienden a concentrarse entre los límites geológicos de las zonas de producción de aceite y gas húmedo (ver Figura IV.17), en los condados de Karnes, Dimmit, La Salle y McMullen (color azul oscuro en la Figura IV.20). Estas áreas están asociadas a una mayor producción de hidrocarburos, por lo que en los años en los que ha caído el precio del gas y aceite (asociado a una reducción en el número de perforaciones), los pozos nuevos tienden a ser perforados en estas zonas (Ikonnikova et al., 2017).

Para calcular el área real de los pozos fue necesario estimar la longitud horizontal de la tubería y la separación lateral entre pozos consecutivos. Los estadísticos de la longitud horizontal ya se ha descrito previamente en la Figura IV.19.a y la Tabla.A 5, y el procedimiento para calcular la separación lateral fue descrita en la metodología y se muestra en la Figura.A 1. En la Figura IV.21 se muestra la distribución de la tubería de los pozos horizontales no convencionales en el play Eagle Ford TX, en donde las líneas de color gris corresponden al segmento de la tubería que se considera vertical, las líneas de color azul corresponde a los segmentos horizontales con profundidades promedio de entre los 300-2500 m y las líneas de color rojo oscuro a los segmentos horizontales con profundidades de los 3500 4500 m, es decir, la formación Eagle Ford se hace más profunda hacia el golfo de México. El valor promedio de la longitud horizontal de los pozos se ha estimado de ~1,900 a ~2,040 m y la separación lateral de ~170 m, similar a los ~180 m estimados por Ikonnikova et al. (2017). A partir de los datos anteriores se estima que el área que requiere un pozo para realizar fracturamiento hidráulico puede variar de los 0.32 a 0.35 km² (de 75 a 150% más área que la que requiere la plataforma de pozos en la superficie).

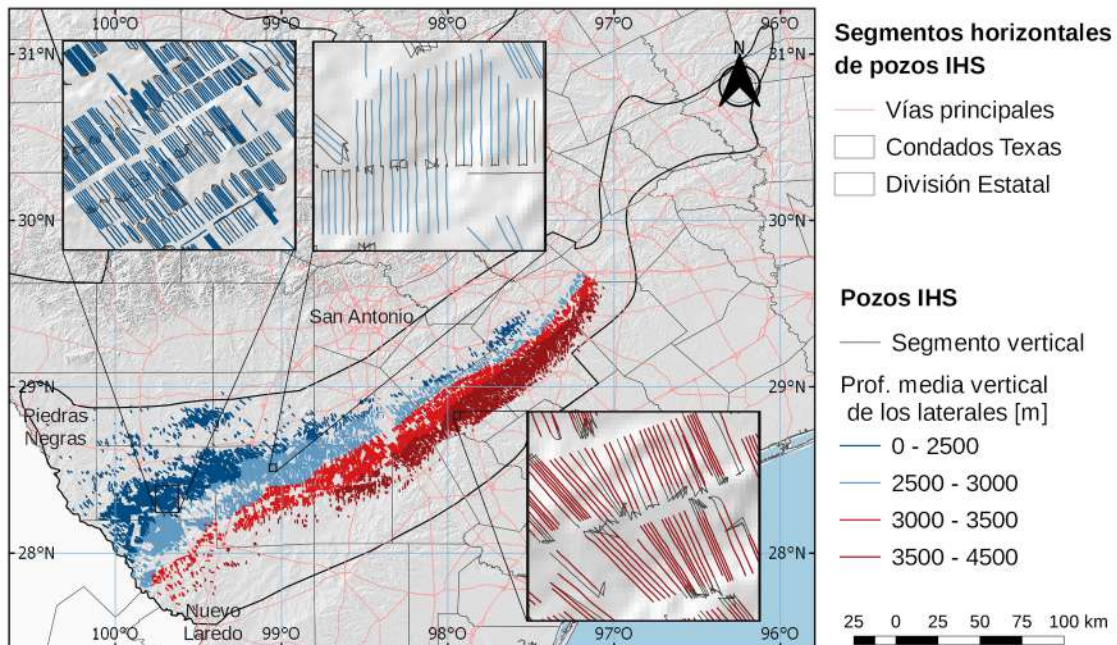


Figura IV.21 Distribución espacial de la longitud horizontal de los pozos y su profundidad media vertical registrados en IHS, obtenido a partir de la reconstrucción 3D de la tubería. El color de las líneas corresponde a la profundidad promedio de los segmentos horizontales.

IV.1.3.4 Impactos hidrológicos asociados al FH en el play Eagle Ford TX

En subcapítulos anteriores se evaluaron los impactos hidrológicos a escala del play Eagle Ford TX a partir de las anomalías de los almacenamientos (ver [Figura IV.16](#)), en donde se observó que el periodo intensivo de desarrollo de FH en el play coincide con el descenso en el almacenamiento terrestre y subterráneo asociado a su vez con un periodo de sequía extraordinario en 2011-2012. En este subcapítulo se exploran los efectos hidrológicos del desarrollo del FH y el impacto de la sequía a escalas de cuenca.

La metodología para la evaluación de los impactos hidrológicos ha sido descrita en la sección [III.2.1.3](#), en ella se definieron tres periodos de análisis: periodo base (1985-2000), periodo moderado (2001-2008) y periodo intensivo (2009-2015). Los resultados presentados en esta sección corresponden al análisis realizado por [Arciniega-Esparza et al. \(2017b\)](#).

En la [Figura IV.22.a](#) y [Figura IV.22.c](#) se muestran las series temporales de la profundidad del nivel de agua subterránea en los piezómetros automatizados dentro y fuera del play, respectivamente, obtenidos del TWDB. En la [Figura IV.22.a](#) y [Figura IV.22.c](#) se muestra la ubicación espacial de los piezómetros, mientras que en la [Tabla.A 7](#) se presentan sus atributos.

De los ocho piezómetros analizados, sólo tres monitorean acuíferos libres (5862208, 5953915 y 8017502), el resto corresponde a acuíferos confinados. Los tres piezómetros dentro del play monitorean el nivel del acuífero regional Carrizo-Wilcox, en donde el pozo más profundo es el 7738103. Los piezómetros fuera del play monitorean los acuíferos Gulf Coast, Edwards y Trinity.

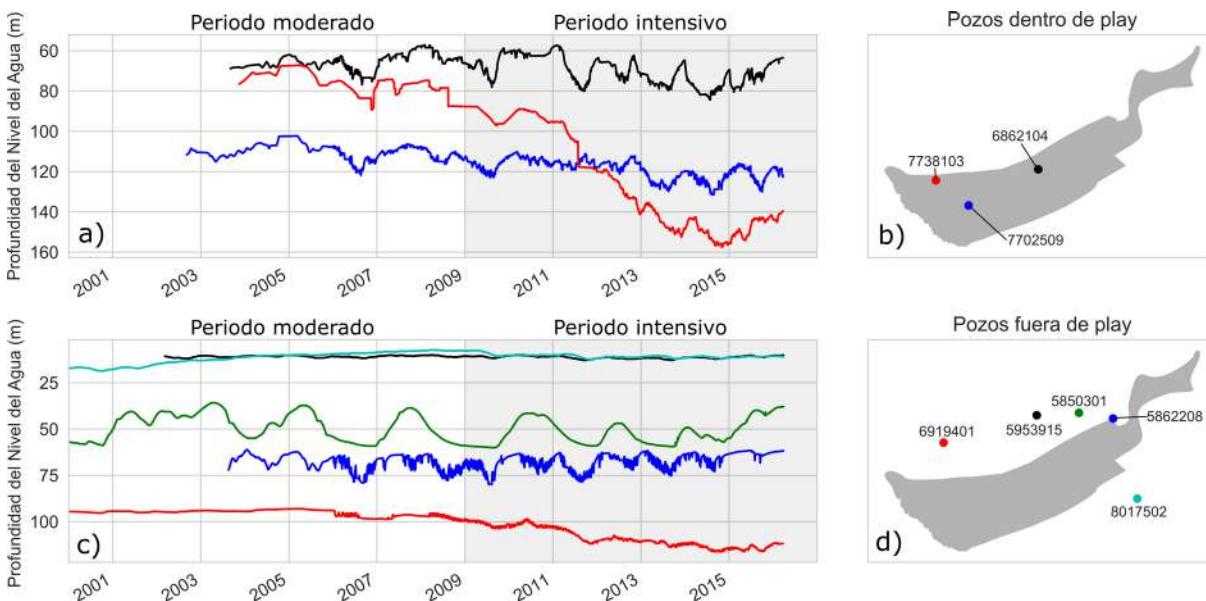


Figura IV.22 Evolución de la piezometría observada en pozos dentro (a) y pozos fuera (c) del play Eagle Ford. Los colores de los puntos están asociados con las líneas.

Los mayores abatimientos se observan en el periodo de desarrollo intensivo en los piezómetros 7738103 (dentro del play), con un descenso del nivel de agua de ~76 m en 2015 respecto al periodo

moderado (tasa de ~14 m/año), y en el 6919401 (fuera del play) con un descenso de ~19 m. Ambos piezómetros se ubican en el área denominada Winter Garden, una importante zona de cultivos en el sur de Texas, y en donde se han reportado grandes abatimientos (~100 m) del nivel de agua subterránea durante el siglo pasado debido a las extracciones de agua para riego (Scanlon et al., 2014b).

Dentro del play, el piezómetro 7702509 muestra un abatimiento de ~9 m en la media de la profundidad del nivel de agua subterránea del periodo intensivo respecto al periodo moderado. Este pozo se ubica en el condado La Salle, uno de los que cuentan con el mayor registro de pozos dentro del play. El resto de los piezómetros exhiben oscilaciones en la profundidad del nivel de agua subterránea asociados a los periodos de lluvia y estiaje.

Para analizar los cambios en las aportaciones de agua subterránea al régimen hidrológico de las cuencas se realizó el análisis de caudal base y curvas de recesión de hidrogramas. Las propiedades de las cuencas analizadas se muestran en la [Tabla.A 8](#). Se analizaron 32 cuencas, 11 dentro del play y 21 en las inmediaciones del play (cuencas de control). En la [Figura IV.23](#) se muestran por renglones los diferentes índices para evaluar la interacción de agua superficial y subterránea (Vb, IGB y el parámetro de recesión a), en la primera columna se muestran los valores promedio de cada índice para el periodo base (1986-2000), en la segunda y tercer columnas se presentan los cambios relativos de los índices de los periodos moderado e intensivo respecto al periodo base.

En la [Figura IV.23.a](#) se muestra el volumen medio anual de gasto base en las cuencas. Las cuencas al noreste son más húmedas y por lo tanto tienen mayor disponibilidad de agua, comparadas con las cuencas del suroeste, cuyos volúmenes de gasto base tienden a ser menores a 15 mm/año. La aportación de agua subterránea al régimen hidrológico de las cuencas es más importante en las cuencas al norte, fuera del play, en donde el IGB supera los valores de 0.5 ([Figura IV.23.d](#)), por lo que el volumen de agua subterránea en los ríos tiende a representar más del 50% del volumen anual de agua en los ríos. Así mismo, las cuencas al norte están asociadas con aportaciones de agua subterránea prolongadas ([Figura IV.23.g](#)), según sus valores del parámetro de recesión menores a 0.04 (a valores más pequeños más prolongada la descarga de agua subterránea en los ríos).

Durante el periodo moderado se observa un incremento (>40%) en general de todos los índices de gasto base, excepto del parámetro de recesión que permanece similar al del periodo base. Las cuencas del centro del play y al este del play muestran los mayores incrementos de aportación de agua subterránea, mientras que las cuencas del norte y suroeste presentan poca variación.

El periodo intensivo está asociado a severas disminuciones de aportación de agua subterránea hacia los ríos (>80% respecto al periodo base, [Figura IV.23.c](#)). Las cuencas del suroeste fueron las más afectadas en este periodo, pues pasaron de tener intermitencias del 0-20% a intermitencias del 80%, es decir, que de los 365 días del año, en promedio se registró caudal sólo en 73 días. Cuencas del norte y este del play se vieron también afectadas, con disminuciones de volumen de gasto base de entre 20 y 60%.

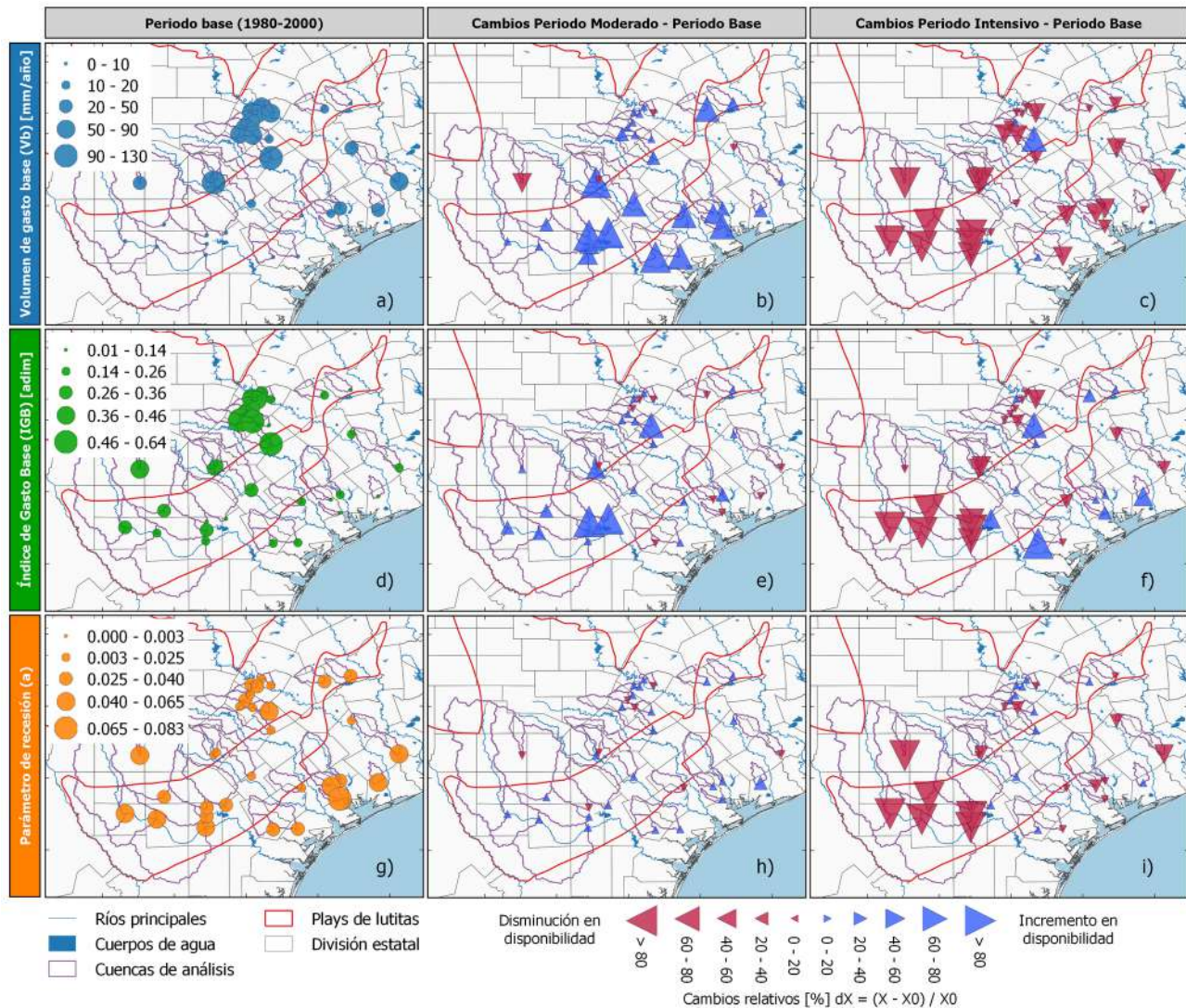


Figura IV.23 Interacción de aguas subterráneas y superficiales expresada en función del volumen promedio anual de gasto base (renglón 1), índice de gasto base (renglón 2) y parámetro de curvas de recesión (renglón 3). La primera columna corresponde a los valores promedio de los indicadores para el periodo base (1985-2000), la segunda columna corresponde a los cambios relativos del periodo moderado (2001-2008) contra el periodo base y la tercera columna a los cambios relativos del periodo intensivo (2009-2015) respecto al periodo base.

La evaluación del impacto directo de las extracciones de agua subterránea para satisfacer las demandas de FH se complica debido a la sequía extraordinaria que se intersecta con el periodo intensivo. Los resultados sugieren que los cambios de la precipitación tienen la mayor influencia en la disminución del caudal y gasto base en las cuencas, tal y como se aprecia en la Figura IV.24, en donde se aprecia una alta correlación ($\rho=0.86$) entre dP y dQ_b . Los resultados sugieren que el cambio relativo de precipitación tiene un efecto de ~ 4.7 veces en el caudal base, por lo que las cuencas muestran una gran susceptibilidad climatológica.

El análisis indica que los efectos acumulados de la sequía y el sobrebombeo para satisfacer las demandas de riego han sido los principales conductores de la disminución del nivel de agua subterránea y el caudal base en las cuencas. Debido a que las demandas para FH representan del

~17 a ~33% de las extracciones para riego, el efecto del FH en los recursos hídricos del play Eagle Ford son más bien locales en algunos condados, principalmente en los que han presentado las mayores tasas de perforación de pozos.

Se resalta la necesidad de mejorar el manejo de los recursos en regiones con estrés hídrico ante actividades de extracción de gas y aceite no convencionales, ya que como se pudo observar, las demandas de agua de FH suelen equiparar a las demandas de agua para uso urbano en algunos condados, y ante la concurrencia de sequías en esas zonas, los conflictos por los derechos de agua pueden incrementar.

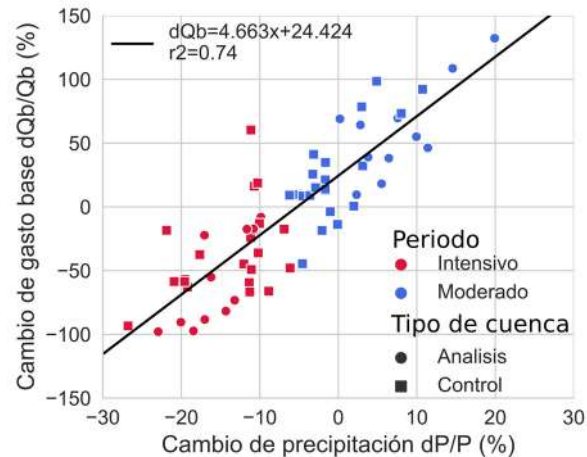


Figura IV.24 Cambios relativos de caudal base explicados a partir de cambios relativos de precipitación para el periodo intensivo respecto al base (color rojo) y periodo moderado respecto al base (color azul), para cuencas dentro (círculos) y al rededor (cuadros) del play Eagle Ford.

IV.1.3.5 Evaluación del modelo propuesto para la generación de escenarios de FH

Con el propósito de evaluar el modelo propuesto para la generación de escenarios de FH en plays no desarrollados, se simuló el desarrollo histórico en el play Eagle Ford para el periodo 2011-2018 con datos iniciales de diferentes fuentes de información. Los datos utilizados para la simulación han sido descritos previamente. Se emplearon las ecuaciones de la [Figura IV.11](#) para estimar el número de pozos a partir de los precios de gas y aceite mostrados en la misma figura. Los estadísticos y evolución del consumo de agua, longitud horizontal, volumen de apuntalante, producción inicial de hidrocarburos y el volumen de FP en el primer año se muestran en la [Tabla.A 2](#), [Tabla.A 3](#), [Tabla.A 4](#) y [Tabla.A 5](#). Para simular las curvas mensuales de producción normalizada de hidrocarburos por pozo y de volumen normalizado de FP por pozo se utilizaron los parámetros de la [Tabla II.3](#) y [Tabla II.4](#), respectivamente. Las densidades de pozos mostradas en la [Tabla.A 6](#) fueron utilizadas para establecer los límites en el número máximo de pozos por bloque simulado (se realizó la simulación a escala de condado). Los resultados de la simulación se muestran en la [Figura IV.25](#).

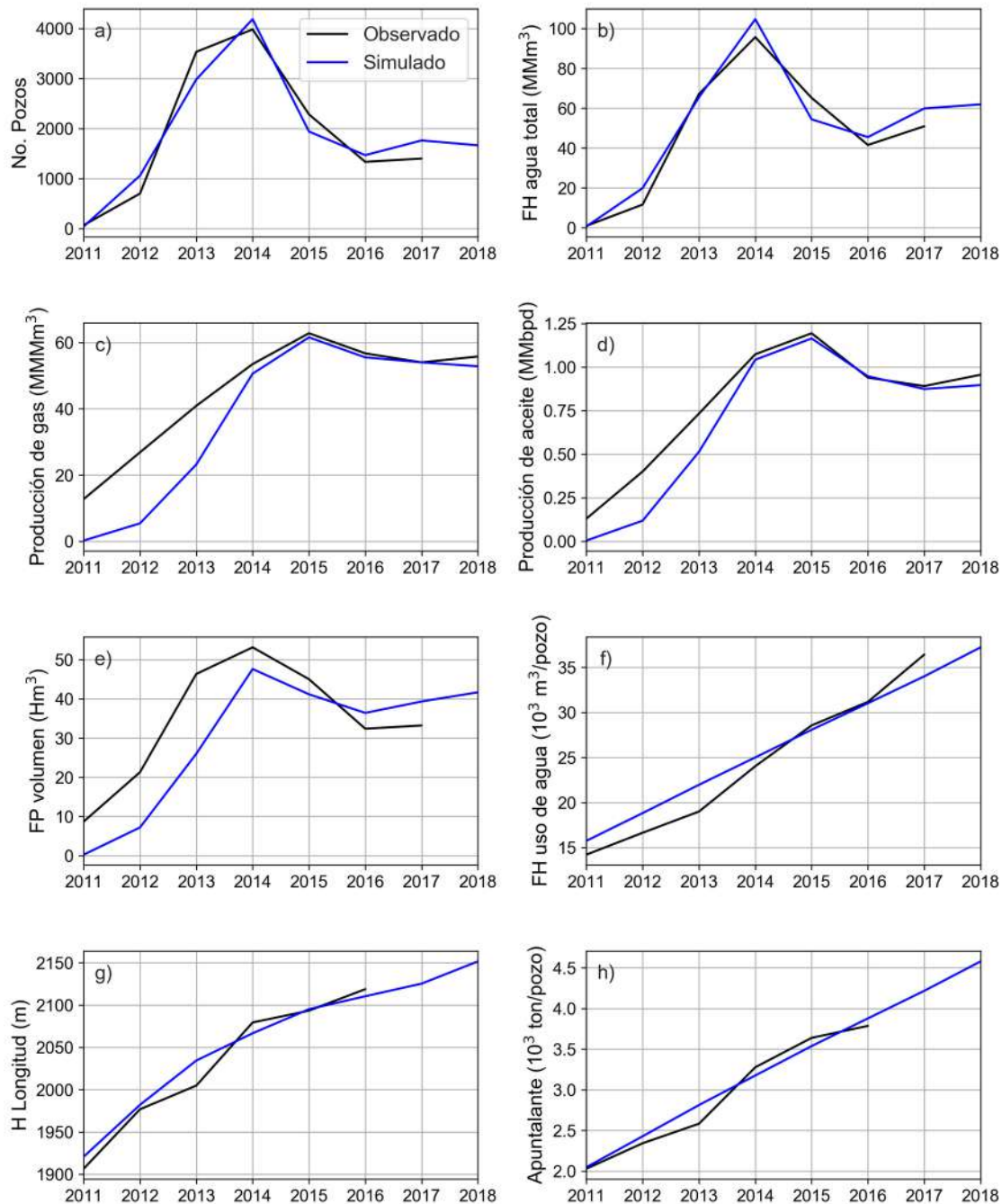


Figura IV.25 Evaluación del modelo para generar escenarios de FH aplicado al play Eagle Ford a) número de pozos, b) volumen anual de agua para FH, c) producción de gas, d) producción de aceite, e) generación de flujo de retorno y agua producida (FP), f) uso de agua por pozo, g) longitud horizontal de pozos y h) apuntalante por pozo. Número de pozos y volumen de agua para FH se calcularon de FracFocus, la producción de gas y aceite se obtuvieron de la RailRoad Comisión (RRC, 2019), el volumen anual de FP fue obtenido de *Ikonnikova et al. (2017)*, mientras que la longitud horizontal y el apuntalante fueron estimados de IHS.

En la [Figura IV.25.a](#) y [Figura IV.25.b](#) se muestran el número de pozos por año y el volumen de agua total para FH, respectivamente, en donde la línea negra corresponde a los datos obtenidos de la base de datos FracFocus, mientras que la línea azul corresponde a la simulación. Cabe mencionar que todas las variables son simuladas a escala mensual, pero se agregaron a escala anual. El número de pozos y el volumen de agua presentaron un r^2 de 0.94.

En la [Figura IV.25.c](#) y [Figura IV.25.d](#) se muestra la producción anual de gas y aceite, respectivamente. En este caso, los datos de producción observados fueron obtenidos de la *RailRoad Commission (RRC, 2019)*, la cual considera la producción acumulada de pozos perforados antes de 2011, mientras que las condiciones iniciales para la simulación fueron establecidas a partir de FracFocus, la cual no contiene el número total de pozos perforados en los años 2011-2012. Por ello, se observa un desfase entre las curvas observadas y simuladas durante los primeros 3 años, pero a partir del 2014 los resultados se asemejan a los observados pues se pierde el efecto acumulativo de la producción de pozos perforados años atrás. La producción máxima de hidrocarburos se observó en 2015, con una producción de gas de ~ 67.5 MMMm³ y la de aceite de ~ 1.16 MMbpd.

La [Figura IV.25.e](#) muestra los resultados de la simulación del volumen anual de FP. Los datos observados fueron obtenidos de [Ikonnikova et al. \(2017\)](#), que al igual que con la producción de gas y aceite, esta contempla el volumen de todos los pozos perforados en el periodo 2011-2013. Los resultados obtenidos de FP muestran que el modelo reproduce de manera aceptable los cambios en la generación de agua residual del FH, sin embargo, las diferencias observadas en el periodo 2014-2017 pueden estar asociadas a las diferentes fuentes de datos utilizadas para la parametrización de las curvas, el volumen de FP del primer año, entre otros. En 2014 se observó el volumen máximo de FP, en donde el volumen simulado fue de ~ 47.6 Hm³, mientras que el reportado ronda los 53.1 Hm³.

La [Figura IV.25.f](#), [Figura IV.25.g](#) y [Figura IV.25.h](#) muestran los promedios anuales por pozo del volumen de agua, longitud horizontal y apuntalante, respectivamente. Los resultados obtenidos son satisfactorios en todos los casos, sin embargo se observó que el modelo es muy sensible a los incrementos anuales de las variables, por lo que se tuvieron que realizar ajustes a prueba y error del valor inicial y los incrementos anuales de las variables para reproducir los valores observados.

Los resultados obtenidos indican que el modelo es capaz de reproducir de manera confiable el desarrollo histórico de FH en plays, en este caso se evaluó uno de los plays más importantes en Texas, cuyos parámetros serán usados para simular escenarios para México. Además de la evolución histórica, se comprobó que el modelo puede reproducir la variabilidad espacial de los resultados (no se muestran los resultados espaciales), lo que permite evaluar escenarios de desarrollo a diferentes escalas y considerando el efecto de desarrollo masivo en regiones específicas.

IV.2. ESCENARIOS DE IMPACTOS DEL FH EN MÉXICO

IV.2.1. Caracterización hidrológica e hidrogeológica de la zona de estudio

La zona de estudio en México fue delimitada a partir de la extensión de los acuíferos y las cuencas que abarcan los polígonos de licitación de la Ronda 3.3, anunciada por la CNH en marzo del 2018 (Tabla.A 1), en la cual se establecieron las áreas de exploración y explotación de recursos no convencionales de gas y aceite de lutitas (Figura II.11.a). Se localizaron 98 polígonos de licitación del Plan Quinquenal 2015-2019 que sobreyacen la cuenca sedimentaria Sabinas y parte de la cuenca Burgos, las cuales tienen recursos técnicamente recuperables (RTR) de gas seco y húmedo de $\sim 14.6 \text{ Bm}^3$ ($\sim 517 \text{ Bpc}$), que representan el $\sim 94.8\%$ del total de los RTR de gas estimados en México por la EIA (2013).

Para evaluar los potenciales impactos hídricos del FH, primero se describen las propiedades y características fisiográficas, geológicas y climatológicas de las cuencas y acuíferos que conforman el área de interés.

IV.2.1.1 *Caracterización de cuencas hidrográficas, acuíferos y cuerpos de agua*

En la Figura IV.26 se muestra la ubicación de la zona de estudio, que se extiende a lo largo del Río Bravo y la frontera con EUA hacia los estados de Coahuila, Nuevo León y el noroeste de Tamaulipas. El polígono que define la zona de estudio cubre un área de $147,807 \text{ km}^2$ y abarca localidades como Piedras Negras, Nuevo Laredo, Monclova, Linares, Saltillo y Monterrey. La zona pertenece a la Región Hidrológica (RH) 24 Bravo-Conchos, que a su vez forma parte de la Región Hidrológica Administrativa (RHA) VI Río Bravo, la cual tiene un carácter internacional y su administración se contempla en el Tratado Internacional de Aguas de 1944 (TIA), lo que compromete a México a entregar $\sim 431.7 \text{ Hm}^3/\text{año}$ al gobierno de EUA en periodos quinquenales (SEMARNAT, 2012).

En la Figura IV.26.a se muestra la ubicación de los 98 bloques de la CNH (polígonos de color naranja), concentrados principalmente al sureste de la zona de estudio. Estos bloques suman un área de $27,414 \text{ km}^2$ y representan el $\sim 51\%$ del área total licitada para la explotación de recursos no convencionales en el país. Cabe mencionar que estos bloques fueron seleccionados debido a que se ubican en una región árida y semiárida con estrés hídrico, por lo que la extracción de gas mediante fracturamiento hidráulico (FH) puede verse limitada debido a la poca disponibilidad de agua superficial y subterránea.

Por otro lado, los bloques fueron propuestos por la CNH como áreas con potencial de extracción de hidrocarburos no convencionales y, siguiendo las recomendaciones de SEMARNAT (2015), se han delimitado a una distancia mínima de al menos 1.5 km de zonas naturales protegidas y sitios RAMSAR (polígonos verdes en la Figura IV.26.a), sin embargo, se aprecia que algunos bloques son

aledaños al margen del Río Bravo y a la ZMM. Además, dentro de las zonas naturales de mayor relevancia en el área de estudio se encuentran las lagunas de Cuatrociénegas, en Coahuila, las cuales tienen gran importancia biológica debido a que contienen bacterias únicas en el mundo, por lo que su conservación ha cobrado interés en años recientes.

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 elevación mínima en la zona es de ~ 9.7 msnm mientras que la máxima alcanza los 3,685 msnm, con el $\sim 90\%$ del área entre las elevaciones 10-1,680 msnm y con una pendiente promedio de ~ 3.67 grados.

En la [Figura IV.26.b](#) se muestran los principales ríos (líneas azules), las cuencas administrativas de la CONAGUA (polígonos púrpura) y la capacidad de almacenamiento de los principales embalses dentro de la zona (círculos azules). Además del Río Bravo, al área de interés la cruzan dos ríos importantes: el Río Salado, que nace al noroeste de la zona de estudio con el nombre de Río Sabinas y tiene una longitud de más de 380 km hasta su intersección con el Río Bravo; y el Río Pesquería, que rodea a la ZMM y tiene una extensión de más de 340 km.

La zona abarca 28 cuencas administrativas, dentro de las cuales destacan por su tamaño las cuencas Río Salado (23,087 km²), Río Nadadores (21,748 km²), Río Sabinas (17,128 km²) y Río Salinas (9,890 km²). Por otro lado, los principales embalses en función de su capacidad de almacenamiento son: la hidroeléctrica internacional Falcón, ubicada sobre el Río Bravo y con una capacidad del NAMO de $\sim 3,265$ Hm³; la presa Venustiano Carranza, ubicada sobre el Río Salado y con capacidad de 1,313 Hm³; y la presa Cuchillo-Soidaridad, ubicada sobre el Río San Juan y con capacidad de 1,123 Hm³.

En la [Figura IV.27.a](#) se presentan los usos de suelo obtenidos del CCI Land Cover. Existen cinco coberturas predominantes en la zona, iniciando con los matorrales o arbustos, que abarcan el $\sim 64\%$ de la superficie y abundan principalmente en zonas poco pobladas. Le siguen los pastizales, que cubren el $\sim 13\%$ y se extienden en las inmediaciones del Río Bravo entre zonas agrícolas y matorrales. Las áreas de cultivos cubren el $\sim 7.5\%$ de la superficie, en donde destacan las zonas de cultivo aledañas a las localidades de Monterrey, Saltillo y Piedras Negras, así como los distritos de riego Don Martín, Acuña Falcón, Las Lajas y Bajo Río San Juan. En las partes altas de las cuencas se encuentran bosques de encino, los cuales representan el 4%, mientras que las zonas urbanas abarcan cerca del 0.7% de la superficie.

La zona de estudio pertenece principalmente a dos provincias fisiográficas, la primera y más importante es la provincia Llanuras de Coahuila y Nuevo León, que se compone en general de depósitos aluviales de alta permeabilidad de la era del Pleistoceno, de areniscas y conglomerados de permeabilidad variable del Terciario Marino, así como de arcillas del Cretácico Superior. La segunda provincia es la Sierras y Llanuras Coahuilenses, que predomina en el área del play Eagle Ford, en la cuenca sedimentaria Sabinas, y se compone principalmente de rocas sedimentarias calcáreas marinas de alta permeabilidad de la era del Cretácico Medio, así como de depósitos aluviales de permeabilidad media a alta de la era del Pleistoceno.

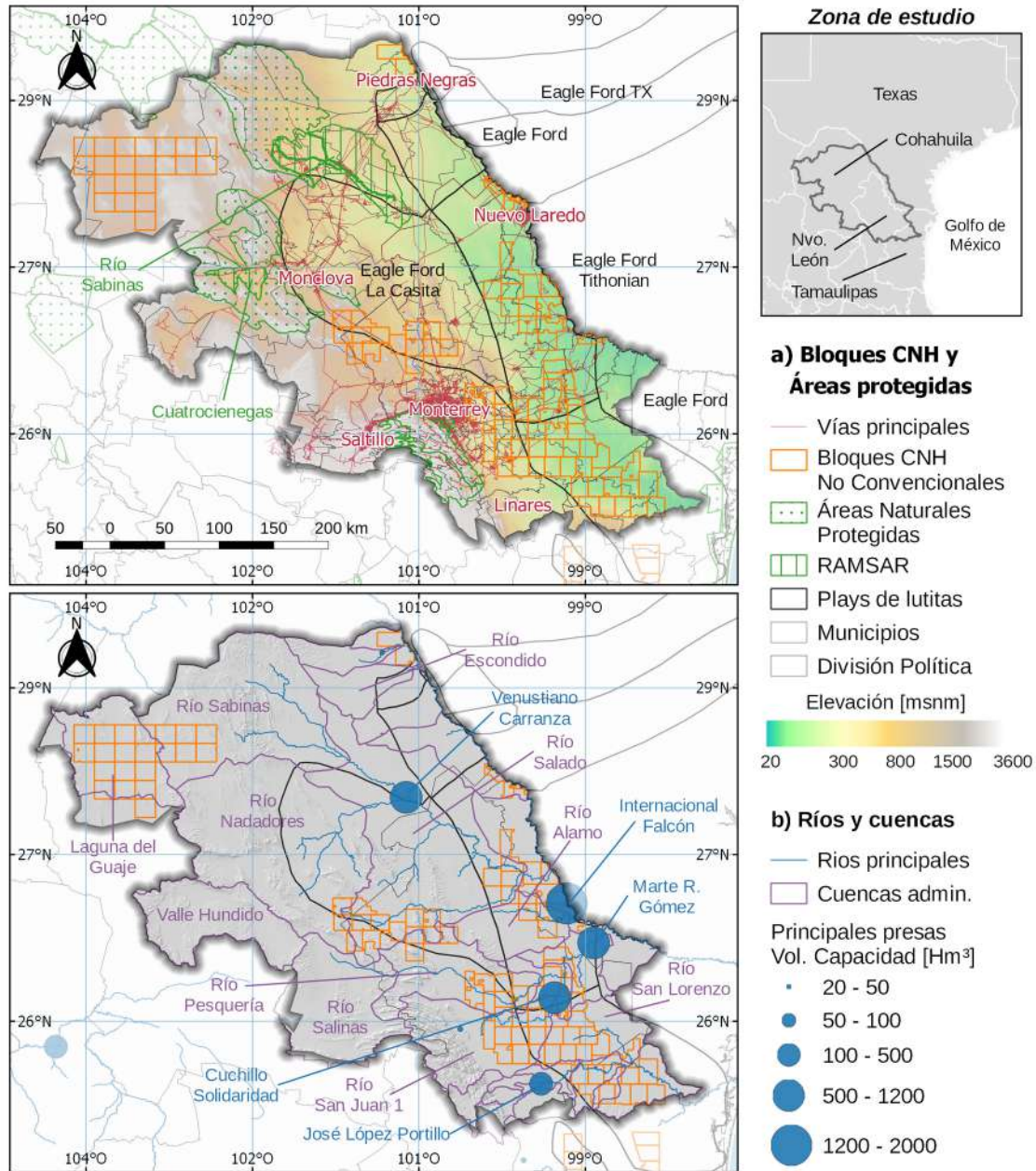


Figura IV.26 Características de la zona de estudio en México a) bloques de exploración y explotación no convencionales de la CNH y áreas naturales protegidas y b) ríos principales y cuencas hidrológicas administrativas.

En la superficie de interés afloran rocas sedimentarias cuya edad varía del Jurásico al Neógeno de la era Mesozoico y Cenozoico (datos del Servicio Geológico Nacional SGN, ver [Tabla III.1](#)). Las litologías más relevantes se muestran en la [Figura IV.27.b](#). Para propósitos del desarrollo de gas de lutitas, las formaciones compuestas de sedimentos aluviales del periodo Cuaternario de la era Cenozoica, los conglomerados, como el Reynosa y Sabinas del periodo Neógeno de la era Cenozoica, así como las formaciones de calizas del periodo Cretácico muestran mayor potencial para conducción y almacenamiento de agua subterránea, por lo que representan las principales

fuentes de suministro. Formaciones más profundas con agua salobre, como es el caso de las calizas del Cretácico inferior que subyacen el valle del acuífero Allende-Piedras Negras no se consideran en el estudio ya que se desconoce su disponibilidad y son necesarios métodos geofísicos para su determinación.

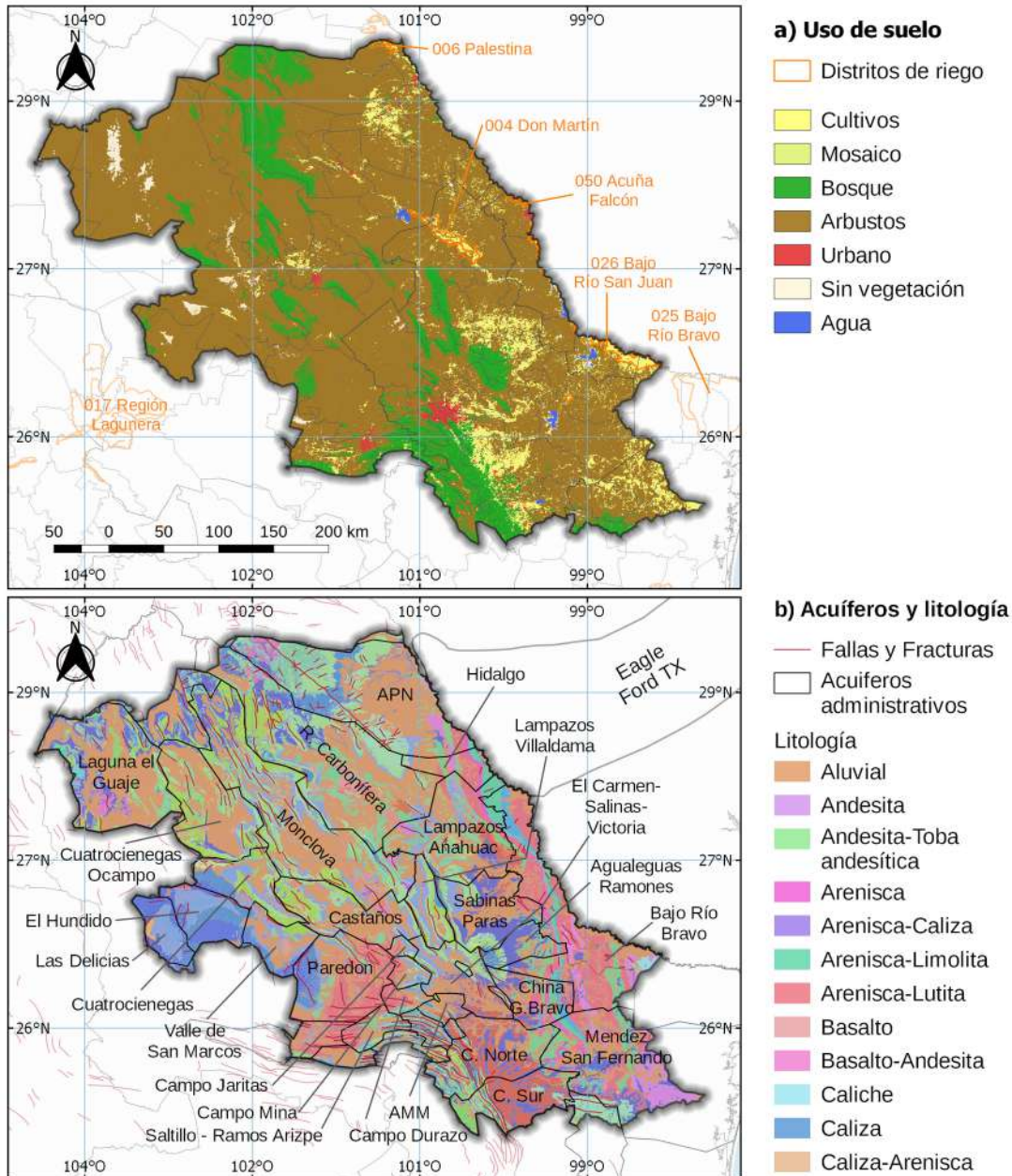


Figura IV.27 Distribución espacial de a) usos de suelo derivados de CCI Land Cover y b) límites administrativos de acuíferos, litología y fallas principales derivados del Servicio Geológico Nacional.

La información hidrogeológica de los acuíferos fue recopilada de diferentes reportes técnicos de la Biblioteca de Aguas Subterráneas de la CONAGUA, la página digital del Sistema de Información Nacional del Agua (SINA), del portal web de la Subgerencia de Información Geográfica del Agua

(SIGA), artículos y proyectos. La zona de estudio abarca 37 acuíferos administrativos, tal y como se muestra en la [Figura IV.27.b](#), en donde destacan por su tamaño y relevancia los acuíferos Allende-Piedras Negras (APN), Región Carbonífera, Monclova, Laguna el Guaje, Castaños, Lampazos Anahuac, Sabinas-Paras, el Carmen-Salinas-Victoria y Bajo Río Bravo.

La mayoría de los acuíferos someros dentro de la zona se comportan como acuíferos libres y se componen de rocas sedimentarias de la era Cenozoica, como conglomerados y depósitos aluviales y fluviales (que se representan en color marrón en la [Figura IV.27](#)). En la [Tabla IV.6](#) se presentan las propiedades hidrogeológicas de los principales acuíferos en el área de interés, algunos de los cuales se conforman de arcillas del Cretácico Superior, lo que les confiere características de acuíferos semiconfinados, como ocurre al suroeste del acuífero APN, al noreste de la Región Carbonífera y parte del Lampazos-Anahuac. Por otro lado, el acuífero Bajo Río Bravo se compone principalmente de conglomerados de gravas gruesas y arenas del Terciario Marino, junto con lentes de arcilla del Cretácico Superior, por consecuencia, el acuífero se comporta como semiconfinado y presenta gran variabilidad de sus propiedades hidráulicas.

Tabla IV.6 Características hidrogeológicas de los principales acuíferos en la zona de estudio. Fuente: elaboración propia a partir de reportes técnicos obtenidos de la CONAGUA

Clave	Nombre	Ordenamiento	Comportamiento hidráulico	Estructura	Litología	Espesor saturado (m)	T (m ² /d)	S (adim)
501	Allende-Piedras Negras	Reglamento	Libre a semi-confinado	Heterogéneo y anisótropo	Sedimentos aluviales, conglomerados	0-15m (occidente), 40m (planicie), 10m (oriente)	2,590 (rocas calizas), 8.6 a 430 (planicie)	0.1 a 0.01 (zona de Morelos), 0.001 (planicie del acuífero)
514	Hidalgo	Libre alumbramiento			Rocas sedimentarias, areniscas, calizas y conglomerados			
512	Región Carbonífera	Libre alumbramiento	Libre	Heterogéneo y anisótropo	Sedimentos aluviales, y fluviales, conglomerados polimícticos	Varios cientos de metros	20 a 15,145	0.01 a 0.2
507	Monclova	Libre alumbramiento	Libre	Heterogéneo y anisótropo	Sedimentos aluviales y fluviales, conglomerados	Varios cientos de metros	46 a 30,326	0.1 a 0.05
519	Castaños	Libre alumbramiento	Libre	Heterogéneo y anisótropo	Sedimentos aluviales	10-80 m	18 a 86 y de 259 a 1,200 (cerca de arroyos)	0.01
1901	Lampazos-Villaldama	Libre alumbramiento			Rocas sedimentarias (calizas, calizas - lutitas)			
1903	Lampazos-Anahuac	Libre alumbramiento			Rocas sedimentarias			
1902	Sabinas-Paras	Libre alumbramiento	Libre		Depósitos aluviales		128 a 29,030, con media de 432	
1905	Agualeguas-Ramones	Libre alumbramiento			Rocas sedimentarias (caliza - lutitas, conglomerados y lutitas)			
2801	Bajo Río Bravo	Libre alumbramiento	Semi - confinado	Heterogéneo	Lentes de arcillas, limo, arenas y gravas	15-200 m	26 a 1477	1x10 ⁻³ y 12.8x10 ⁻⁴

T es la transmisividad; S es el coeficiente de almacenamiento.

IV.2.1.2 *Interacción de agua subterránea-superficial*

Un aspecto fundamental para la gestión y el manejo del recurso hídrico es el entendimiento de las interacciones del agua subterránea y superficial, ya que estas afectan la calidad y cantidad en ambos almacenamientos (Scanlon *et al.*, 2005). Para describir tales interacciones en la zona de estudio se consideró la variabilidad espacio temporal del nivel estático y la ocurrencia de manantiales y norias en los acuíferos. Los datos utilizados para este análisis se obtuvieron del geoportal de redes de monitoreo piezométrico de la CONAGUA (Tabla III.1), así como reportes técnicos contenidos en la Gerencia de Aguas Subterráneas de la CONAGUA. Cabe mencionar que la información pública disponible es escasa, por lo que existen muchas limitaciones en los resultados obtenidos.

A partir de la configuración piezométrica de más de 3,900 pozos se determinó la elevación del nivel estático del agua subterránea, las líneas de flujo y la dirección del flujo para los años 1998 a 2013, aclarando que cada año se reportan los niveles en diferentes acuíferos (por ejemplo, para el acuífero APN se utilizaron 318 pozos del 2006), por lo que no fue posible desarrollar un estudio detallado de los cambios del almacenamiento subterráneo. La dirección general del flujo subterráneo obtenido a partir del nivel estático se muestra en la Figura IV.28.a, en donde se aprecia que existe una dirección preferente del flujo de las partes altas de las cuencas hacia el Río Bravo.

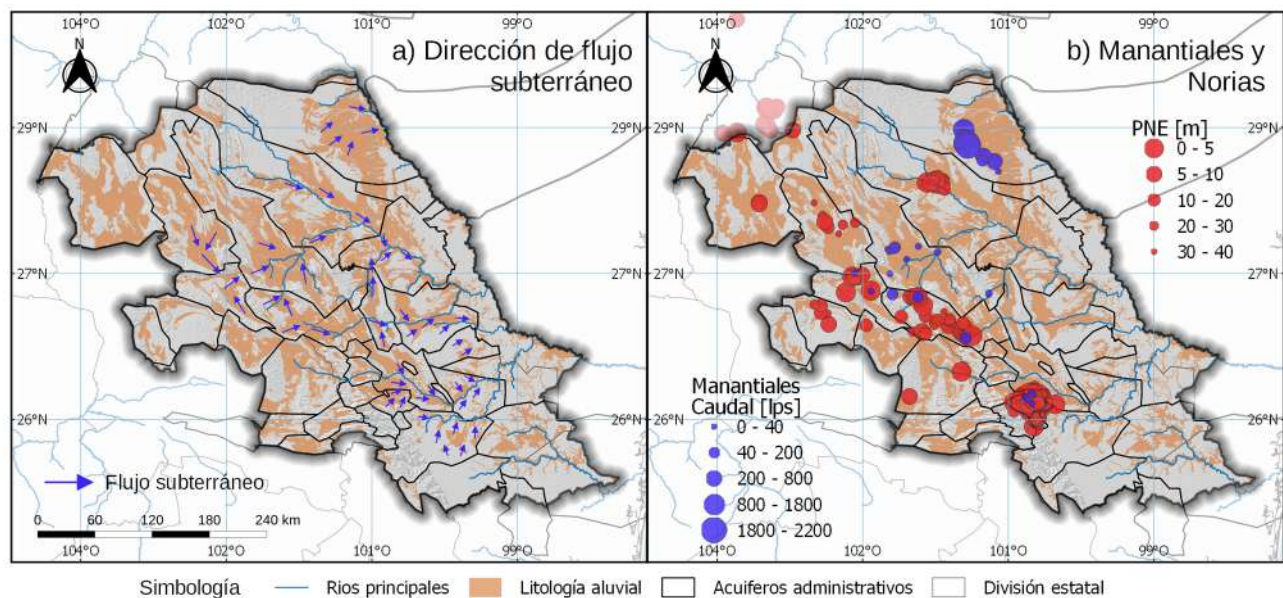


Figura IV.28 Evaluación de la interacción de aguas subterráneas-superficiales a partir de a) dirección de flujo subterráneo en los acuíferos someros y b) ubicación de principales manantiales y norias. La dirección de flujo no implica conexión hidráulica entre acuíferos, sino más bien la dirección preferente del agua subterránea dentro de cada acuífero. Las zonas grises implican fronteras impermeables.

La configuración piezométrica muestra que el flujo subterráneo en el acuífero APN sigue una dirección SW-NE y contribuye al régimen del Río Bravo, en donde las fuentes oficiales indican una

aportación de caudal base de ~274 Hm³ por año (Tabla.A 10). El nivel piezométrico en el APN es de ~400 msnm en la Sierra del Burro y disminuye a 220 msnm en las inmediaciones del Río Bravo.

En el acuífero Cuatrociénegas-Ocampo, las principales aportaciones de flujo subterráneo al caudal total del río se generan en el estrechamiento geológico que lo comunica con el acuífero Cuatrociénegas. En el resto del valle, el flujo subterráneo es más bien paralelo con respecto al flujo superficial en los ríos. El nivel estático en este acuífero varía de los 1200 msnm al norte, y disminuye a 860 msnm hacia el sur.

La piezometría en el acuífero Monclova indica que existe flujo de las Serranías, en donde el nivel estático se encuentra por arriba de los 600 msnm, hacia el estrechamiento de depósitos aluviales siguiendo la morfología del Río Salado, contribuyendo con la recarga horizontal del acuífero Región Carbonífera, en donde el nivel estático llega a los 370 msnm.

Las líneas de flujo en la Región Carbonífera describen interacciones más complejas debido a la presencia de arcillas en el valle, sin embargo, el flujo exhibe una dirección NW-SE, paralelo al Río Sabinas y en dirección SW-NE por el Río Salado en dirección a la presa Venustiano Carranza.

La configuración geológica en el acuífero Lampazos-Anahuac es muy compleja, con anticlinales de conglomerados del Cretácico y Cuaternario a lo largo del valle. Las interacciones más importantes entre el flujo subterráneo y superficial se llevan a cabo en la intersección del acuífero Región Carbonífera con el Lampazos-Anahuac, en donde se presentan aportaciones al Río Salado.

En el acuífero Sabinas-Paras, una fracción de la recarga proviene de las serranías que descargan hacia los ríos Río Sabinas, al noreste, y Río Álamo, al sureste. El Río Sabinas se comunica con el Río Salado en la frontera noreste del acuífero Sabinas-Paras para finalmente descargar al Río Bravo. Por su parte, el Río Álamo recibe una fracción de la recarga que se genera en la serranía de caliza del Cretácico (al suroeste) y lutita-caliza del Cretácico (al sur).

El flujo subterráneo en el acuífero Castaños se encuentra dividido por un parteaguas generado por el afloramiento de lutitas-calizas, por lo que la dirección del flujo se divide a la mitad del acuífero hacia el NW y NE.

En los acuíferos ZMM y El Carmen Salinas, el flujo subterráneo tiene una dirección SW-NE y NW-SE, respectivamente. Los datos sugieren que existe contribución de agua subterránea de las serranías de lutita-marga de la formación Méndez del Cretácico hacia el Río Santa Catarina, el cual tiene su salida hacia el sureste. Así mismo, parte del flujo de las serranías es descargado hacia el acuífero El Carmen Salinas, el cual interactúa con el Río Pesquería.

El acuífero China-General Bravo también aporta flujo subterráneo al Río Pesquería, el cual se une con el Río San Juan para finalmente descargar al Río Bravo. Por su parte, el acuífero Bajo Río Bravo presenta, en general, flujo en dirección SW-NE favoreciendo al caudal del Río Bravo, en donde el nivel estático se puede encontrar a 20 msnm.

Las serranías de la zona de estudio se componen principalmente de calizas y areniscas del Cretácico Medio e Inferior (Figura IV.27.b). Algunas de ellas comprenden fuentes importantes de recarga para los acuíferos confinados que subyacen a los acuíferos someros, como es el caso de la

serranía del Burro, al noroeste del acuífero APN, que forma un levantamiento anticlinal de varias capas (Figura IV.27.b) cuyo núcleo está conformado por rocas permeables del Cretácico Inferior, formando un acuífero confinado kárstico que da origen a manantiales de flujo regional de agua mineralizada que ascienden a la superficie con temperaturas de 28-30 °C, pH de 7.14-7.82 y con caudales de entre 300-800 l/s (González, 2013). La ubicación de los manantiales dentro de la zona de estudio se muestra en la Figura IV.28.b. Dentro del APN se han observado otros manantiales aledaños al Río Bravo, los cuales presentan caudales que varían de 1 a 20 l/s, provenientes del flujo local del acuífero libre del conglomerado Sabinas-Reynosa.

En el acuífero Monclova se presentan manantiales con caudales que van de los 0.5 a 170 l/s, utilizados principalmente para riego (con un total de 450 l/s). La temperatura del agua de estos manantiales varía de los 23 a 40 °C con pH de entre 5.64 y 6.39. Los manantiales localizados al noroeste provienen de calizas de la Formación Austin y descargan a la superficie debido al cierre estructural del sinclinal de Terreros. La mayoría de los manantiales se originan en el valle que se forma entre los anticlinales de la Sierra del Cristo (al sureste) y la Sierra de Sardinias-San Blas (al noreste).

Por su parte, el acuífero Cuatrociénegas constituye un nicho ecológico de naturaleza única en el mundo debido a la existencia de especies endémicas de plantas y animales, los cuales se sustentan de las aguas subterráneas de las pozas pobres en fósforo y ricas en calcio (Aldama et al., 2007). El estudio realizado por el IMTA (2005) para evaluar el funcionamiento hidrodinámico de los acuíferos el Hundido y Cuatrociénegas reveló la existencia de más de 300 pozas (no se muestran en los mapas), las cuales se recargan debido a que el valle de Cuatrociénegas constituye una cuenca endorreica, por lo que el agua que escurre de las sierras se infiltra en los depósitos aluviales que conforman el acuífero. Los manantiales censados muestran caudales de los 0.5 a 6 l/s, cuya agua tiene principalmente uso doméstico y pecuario. La temperatura del agua de los manantiales varía de los 28.3 °C en el este, hasta los 18.9 °C al noroeste del valle.

En el acuífero Castaños se han identificado algunos manantiales con caudales que van de los 50 a los 100 l/s, los cuales llegan a presentar altas temperaturas al sureste (~39.7 °C) y temperaturas más bajas al noroeste del valle (~24.2 °C). Los manantiales al noroeste se forman debido al estrechamiento topográfico a la altura de la ciudad de Castaños y presentan un pH de 7.4, mientras que los del sureste muestran un pH de 6.8.

En el acuífero AMM también se han detectado manantiales con caudales que no rebasan los 15 l/s (la mayoría de ellos entre 1 y 6 l/s). Estos manantiales se presentan debido a las variaciones de la permeabilidad entre el conglomerado del valle y las lutitas de las serranías, por lo que los manantiales presentan temperaturas de entre los 19 y 27 °C y pH de 6.8 a 7.5.

IV.2.1.3 Caracterización climatológica de la zona de estudio

La zona de estudio percibe una precipitación media anual de ~450 mm que puede variar de los 150 mm en el centro y norte de Coahuila, hasta los 1,100 mm en el sureste de Nuevo León, tal y como se aprecia en la Figura IV.29.a. Por motivos de comparación, la zona de estudio se ha dividido en las dos mayores cuencas: la cuenca del Río Salado, que se muestra de color azul en la Figura

IV.30.g; y la cuenca del Río Pesquería, que se aprecia en color rojo. La variabilidad anual de la precipitación sigue patrones similares en ambas cuencas (Figura IV.30.a), con precipitaciones que van de los 200 a 580 mm en la cuenca del Río Salado y de 300 a 680 mm en la cuenca del Río Pesquería. Las precipitaciones mensuales se concentran entre agosto y septiembre, con valores promedio mensuales de ~70 a 110 mm (Figura IV.30.b).

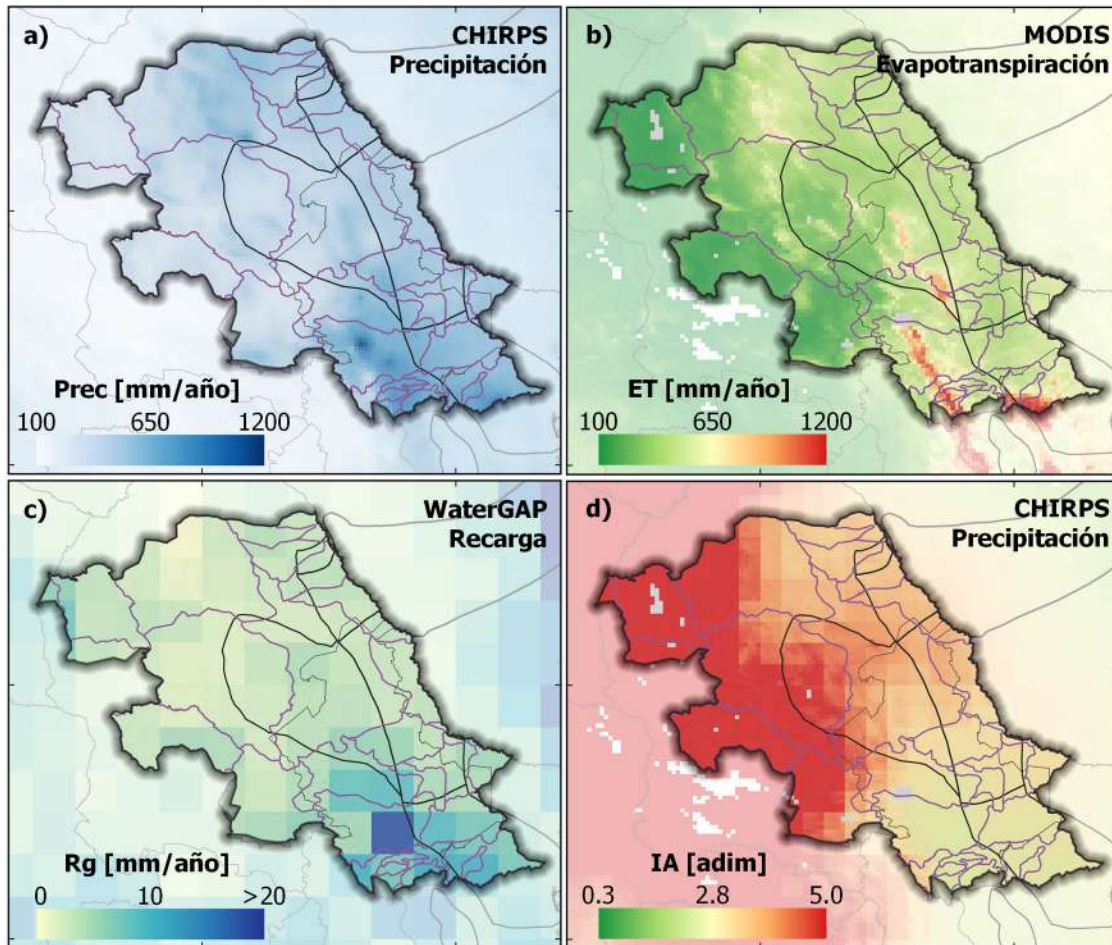


Figura IV.29 Climatología media anual en la zona de estudio en México a) precipitación de CHIRPS, b) evapotranspiración actual de MODIS, c) recarga vertical derivada del modelo WaterGAP y d) índice de aridez derivado de MODIS y TRMM.

La evapotranspiración representa en promedio el ~90% de la precipitación media anual, con los valores máximos de ET de ~1,250 mm/año en las partes altas de la cuenca del Río San Juan, que comprende la zona boscosa del Cerro del Chupón, y ET de ~1,030 mm/año en la zona boscosa al noreste de Monterrey (Figura IV.29.b). Según la clasificación de la UNESCO (1979) basa en el índice de aridez, la zona de estudio se define como árida ($3 < IA < 5$) hacia el noroeste y seca-subhúmeda ($1.5 < IA < 2$) hacia el sureste (Figura IV.29.d).

La recarga vertical estimada por Döll *et al.* (2014) con el modelo WaterGAP sugiere que la zona de mayor recarga se localiza en el acuífero Citrícola Norte, al sureste de la ZMM, con un valor de

~18.2 mm/año (Figura IV.29.c). La recarga vertical promedio anual se estima en ~4 mm, con una desviación estándar de ~3 mm. A escala anual, se estima que la recarga puede variar de 0 a 6 mm en la cuenca Río Salado, y de 0 a 18 mm en la cuenca Río Pesquería, por lo que se aprecia una importante diferencia en la disponibilidad de agua entre la zona sureste y la noroeste, en donde la sureste percibe ~3 veces más recarga que la noroeste (Figura IV.30.c). A escala mensual, el mes de mayor recarga coincide con el mes más lluvioso (Figura IV.30.d), con recargas de ~1.1 y 3.3 mm/mes en las cuencas Río Salado y Río Pesquería, respectivamente. La falta de un retraso entre la recarga obtenida de Döll *et al.* (2014) y la precipitación mensual sugiere que la recarga corresponde principalmente a los acuíferos libres dominados por flujo local.

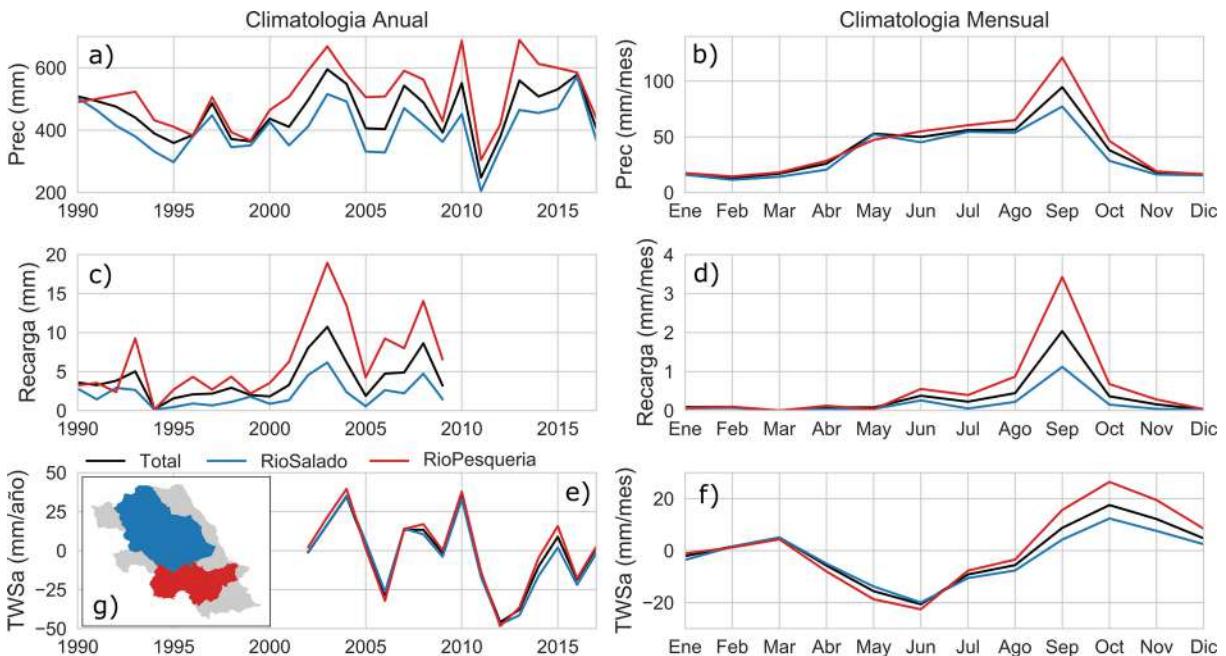


Figura IV.30 Variación anual (a, c y e) y media mensual (b, d y f) de la climatología en toda la zona de estudio (línea negra), cuenca Río Salado (línea azul) y cuenca Río Pesquería (línea roja). Las cuencas se ubican en el mini mapa del eje g).

Las anomalías anuales del almacenamiento terrestre (TWSa) derivadas de GRACE sugieren que durante los últimos 15 años se ha presentado una tendencia negativa en el almacenamiento (Figura IV.30.e). Así mismo, se aprecia que hasta el año 2010, la precipitación anual y TWSa exhibían correlación, sin embargo, la sequía del 2011 afectó la dinámica del almacenamiento terrestre, generando un cambio de hasta -50 mm con un retraso de un año respecto al déficit de lluvia. Por otro lado, se aprecia una recuperación del TWS a partir del 2014 debido a las altas precipitaciones que le siguieron al déficit del 2011-2012. A escala mensual, los mayores incrementos del almacenamiento terrestre se perciben en octubre (un mes después de la precipitación máxima), con valores de 15 a 23 mm/mes (Figura IV.30.f).

IV.2.2. Nexos Agua-Energía

A finales del 2014, México contaba con una capacidad eléctrica instalada de ~65,452 Megawatts (MW), de los cuales, CFE cubría el ~83% (SENER, 2015). Del 2002 al 2014 el consumo nacional de energía eléctrica aumentó en 25% para ubicarse en los ~8,529 Petajoules, mientras que el consumo de electricidad *per cápita* cambió de 1,545 KWh en el año 2002 a 2,055 KWh en 2014 (incremento del ~33%).

La generación de energía en el país ha aumentado en un 31.3% durante el periodo 2002-2016, de 200 a 263 PWh, en donde las termoeléctricas han aportado cerca del ~67% y las carboeléctricas el 8%. Los pronósticos de la SENER (2015) sugieren que para el 2029 se requerirán ~59,986 MW de capacidad adicional para cumplir con las demandas de energía, por lo que el sector eléctrico busca disminuir el uso de carbón, petróleo y sus derivados por gas natural mediante la conversión de algunas centrales termoeléctricas a centrales de ciclo combinado.

IV.2.2.1 Centrales eléctricas y generación de energía

México cuenta con aproximadamente 188 centrales de generación eléctrica (considerando las centrales de CFE y productores independientes), de las cuales, 39 son las principales generadoras con una capacidad instalada de 34,111 MW (~60% del total). De las 39, 23 son termoeléctricas con una capacidad instalada acumulada de 17,015 MW (43% del total de las 39 centrales principales), 11 son centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada de 9,338 MW (23.6%) y 2 carboeléctricas que suman una capacidad de 2,600 MW de capacidad instalada (6.57%).

La zona de estudio cuenta con 12 centrales eléctricas que suman una capacidad efectiva de 4,716 MW. La capacidad neta de cada central se muestra en la Tabla IV.7, mientras que su ubicación se muestra en la Figura IV.31. Las centrales de mayor importancia dentro de la región respecto su capacidad instalada son las carboeléctricas José López Portillo (Río Escondido) y Carbón II, ambas localizadas en el municipio de Nava, Coahuila, a 25 km al suroeste de la localidad de Piedras Negras (círculos negros en la Figura IV.31).

Estas carboeléctricas suman una capacidad efectiva de 2600 MW, que representa el 55.1% de la capacidad total en la zona de estudio y el 48.3% de la capacidad de todas las carboeléctricas en el país. La central José López Portillo cuenta con 4 unidades de 300 MW cada una y consume carbón nacional para su funcionamiento, mientras que la central Carbón II cuenta con 4 unidades de 350 MW cada una y consume carbón nacional e importado. Para estas centrales se reportan bajas eficiencias, por ejemplo, para la central José López Portillo se reportó una eficiencia del ~33% en el año 2010 (Álvarez-Gutiérrez, 2012).

El resto de las centrales eléctricas en la zona corresponden a 4 centrales de ciclo combinado que suman una capacidad de 1,674.5 MW (35.5% del total), la central Emilio Portes Gil que funciona con vapor y tiene una capacidad efectiva de 300 MW (6.4%), 4 centrales de Turbogas que suman 110 MW (2.3%) y la hidroeléctrica internacional Falcón, que tiene una capacidad de 31.5 MW (<1%).

Tabla IV.7 Capacidad neta y generación de energía en las principales centrales de energía eléctrica en la zona de estudio

Tecnología	Central	Estado	No. de unidades	Capacidad [MW]	Generación [GWh]	Factor de planta [%]
Carboeléctrica	Carbón II	Coahuila	4	1400.0	8706	71
	Río Escondido (José López Portillo)	Coahuila	4	1200.0	9018	86
Ciclo combinado	Central Saltillo*	Coahuila	6	247.5		
	Huinalá	Nuevo León	2	528.0	3224	69.6
	Huinalá II	Nuevo León		450.0	3257	82.4
Hidroeléctrica	Falcón	Tamaulipas		31.5		
Turbogas	Monclova	Coahuila		48.0		
	Tecnológico	Nuevo León		26.0		
	Universidad	Nuevo León		24.0		
	Fundidora	Nuevo León		12.0		
Ciclo combinado	Iberdrola Energía Monterrey*	Nuevo León		449.0		
Vapor	Emilio Portes Gil	Tamaulipas		300.0		

* centrales independientes a CFE

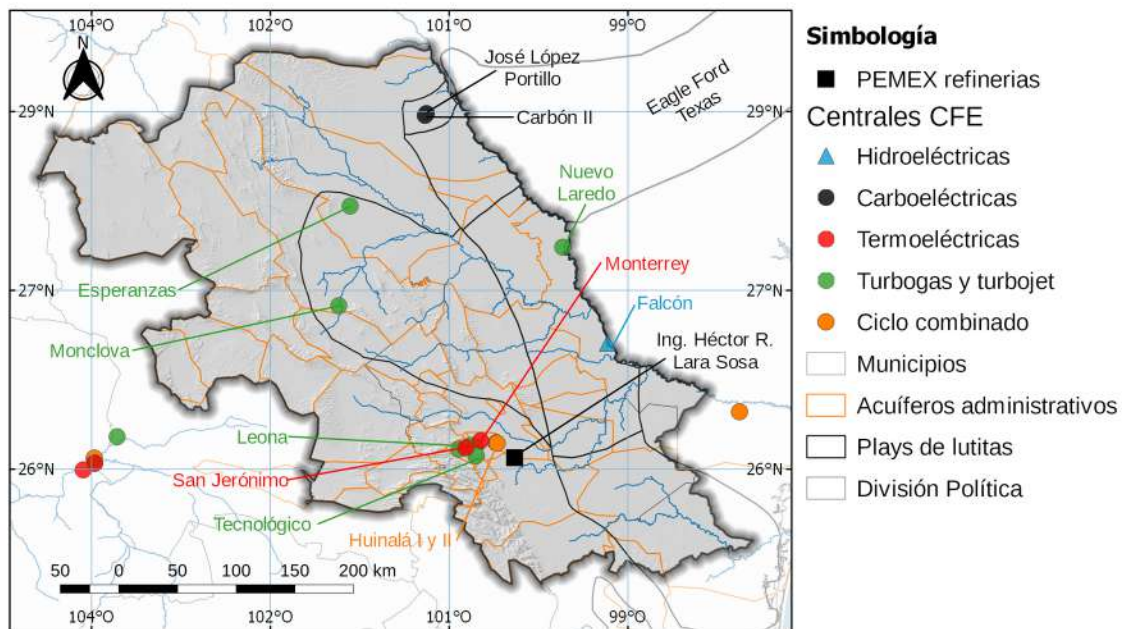


Figura IV.31 Ubicación de las principales centrales eléctricas en la zona de estudio al noreste de México.

La hidroeléctrica internacional Falcón forma parte de una red de 21 almacenamientos de gran dimensión dentro de la cuenca del Río Bravo y contribuye en un ~19.8% a la capacidad total de generación de energía hidroeléctrica de la cuenca, que para el 2013 se reportó en 159 MW (Lubner, 2015). La hidroeléctrica Falcón tiene tres turbinas con capacidades de 14.75 hp, con una capacidad máxima del vaso de 463 km³, nivel de aguas máximas ordinarias (NAMO) de 91.81 msnm, un nivel de aguas máximas extraordinarias (NAME) de 95.77 msnm y una capacidad de descarga de la obra de toma de 12.91 m³ (asociada a la elevación de 93.48 msnm).

IV.2.2.2 Demandas y disponibilidad de agua

La población total en la zona de estudio se ha duplicado durante los últimos 35 años. Para 1980 la población total se estimaba en 3 millones 650 mil habitantes, mientras que para el 2015 se estimó en 7 millones 350 mil habitantes. La evolución histórica de la población y su proyección hasta el 2030 se muestra en la [Tabla IV.8](#). Dentro de la zona de estudio, el ~69% de la población total se concentra en la Zona Metropolitana de Monterrey (~58% del total) y en Saltillo (~11%). La tendencia histórica estimada por la Comisión Nacional de Población (CONAPO) sugiere que para el 2030 la población total incrementará en 1 millón 370 mil habitantes (~19% más respecto al 2015), sin embargo, las proporciones de habitantes entre las ciudades de la ZMM y Saltillo permanecerán constantes.

Tabla IV.8 Evolución temporal y proyección de la población en la zona de estudio y en las zonas urbanas de Monterrey (ZMM) y Saltillo. Fuente INEGI y proyecciones de la CONAPO

Año	Población [habitantes]			Población [%]		
	Total	ZMM	Saltillo	ZMM	Saltillo	ZMM+Saltillo
1980	3656310	684643	321758	18.72	8.80	27.53
1990	4543482	2573527	440920	56.64	9.70	66.35
1995	5180980	2988081	527979	57.67	10.19	67.86
2000	5585403	3243466	578046	58.07	10.35	68.42
2005	6111569	3598597	648929	58.88	10.62	69.50
2010	6755122	3930388	725123	58.18	10.73	68.92
2015	7354459	4280337	788039	58.20	10.72	68.92
2020	7838562	4575987	835939	58.38	10.66	69.04
2025	8296228	4858202	878880	58.56	10.59	69.15
2030	8722788	5121839	917077	58.72	10.51	69.23

El incremento de población implica un aumento proporcional en demanda de agua para uso público urbano. Dentro de la zona de estudio, el área más compleja en términos de suministro de agua es la ZMM, que para el 2017 reportaba una demanda anual de agua de ~363 Hm³ (~11.5 m³/s) con un incremento anual de 7.9 Hm³ (CONAGUA, 2017). El sistema para abastecer agua a la ZMM depende en un 55% de fuentes superficiales y 45% de fuentes subterráneas (Sánchez de Llanos et al., 2015). Las fuentes superficiales se componen de un sistema de tres presas: La Boca (nom. oficial Rodrigo Gómez), que inició a operar en 1961 y se ubica al sureste de la ZMM; presa Cerro Prieto (nom. oficial José López Portillo), que inició a operar en 1983 y se encuentra a ~120 km al sureste de la ZMM; y presa el Cuchillo (nom. oficial Cuchillo-Solidaridad), que inició a operar en 1990 y se ubica a 100 km al este. Por su parte, el sistema de abastecimiento a partir de agua subterránea se compone de: sistema de bombeo Mina, Buenos Aires y AMM, que cuenta con 43 pozos profundos a un rango de 700 y 1,000 m; sistema de bombeo AMM que cuenta con 65 pozos someros con profundidades menores a los 100 m; manantial la Estanzuela; 3 túneles y una galería infiltrante.

Para el análisis de las demandas de agua en la extensión de la zona de estudio se utilizó la base de datos del REPDA del año 2015 (Tabla III.1), la cual contiene el volumen de agua anual concesionado para cada usuario y lo cataloga por uso (municipal, industrial, agrícola, etc.) y fuente de agua (superficial, subterránea). Para el análisis se excluyeron los pozos con volumen cero o cuya ubicación quedara fuera del área de estudio, en este sentido, se ignoraron algunos pozos registrados en acuíferos dentro de la zona pero cuyas coordenadas geográficas lo ubican en otra región.

En los 37 acuíferos administrativos de interés se encuentran registradas en total 25,514 concesiones de agua. La distribución espacial de las concesiones se muestra en la Figura IV.32.a. Se estima que 11,221 concesiones corresponden a uso agrícola (~44% del total), 6,214 a uso público urbano (~24%), 1,094 a uso industrial (~4%) y 6,985 a otros usos (~28%). El volumen concesionado anual asciende a ~1,905.7 Hm³, de los cuales ~1,497.2 Hm³ corresponden a uso agrícola (~78.6% del total), ~137 Hm³ a uso público urbano (~7.2%), ~221.2 Hm³ a uso industrial (~11.6%) y ~50.3 Hm³ a otros usos (~2.6%).

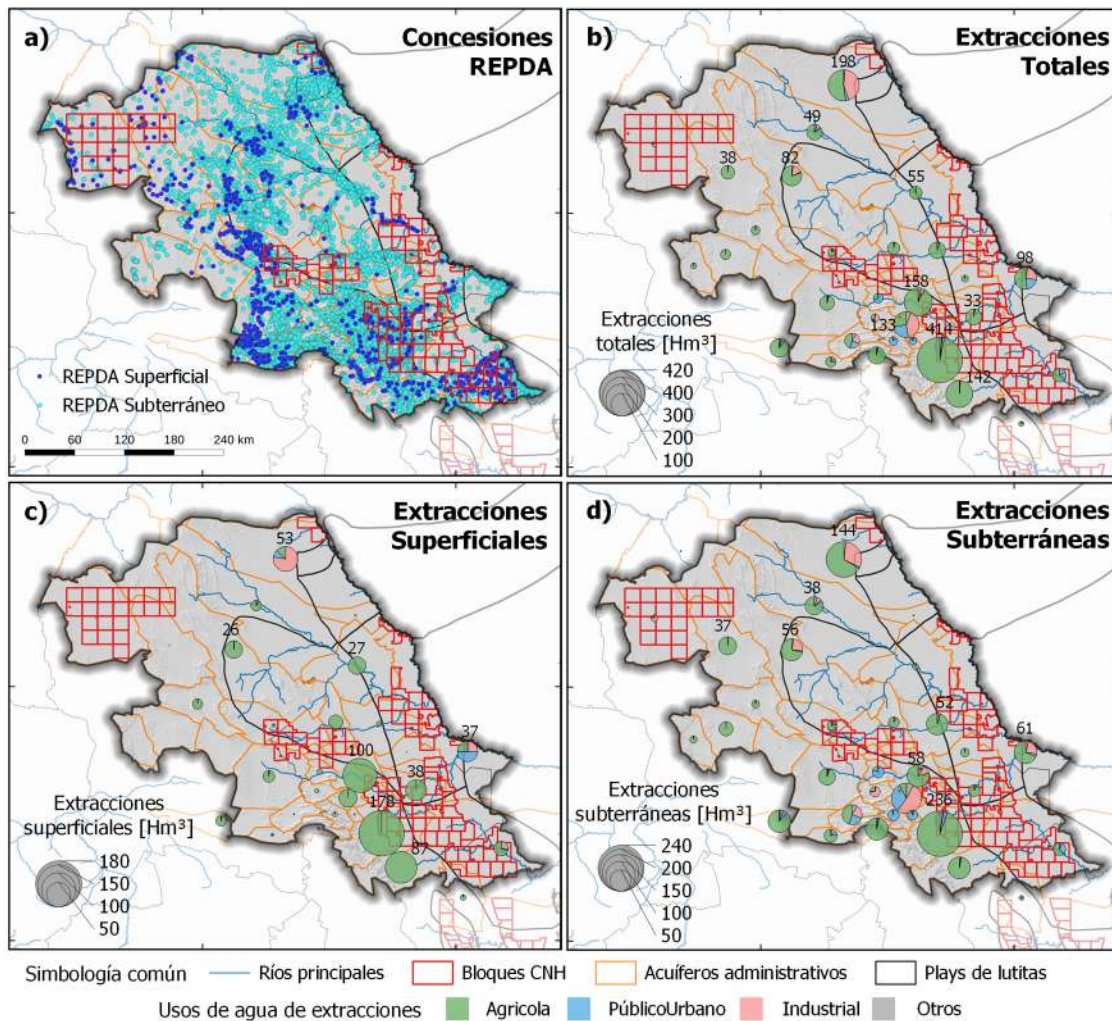


Figura IV.32 Distribución espacial de a) concesiones de agua superficial y subterránea del REPDA, b) volumen total concesionado por acuífero, c) volumen de agua superficial concesionado por acuífero y d) volumen de agua subterránea concesionado por acuífero. El tamaño de los círculos en b), c) y d) es proporcional al volumen concesionado y los colores representan a los principales usuarios de agua. Año 2015.

En la [Figura IV.32.b](#) se muestran los volúmenes concesionados totales para cada acuífero, en donde el tamaño de los círculos es proporcional al volumen de agua y el color está asociado al uso asignado. Como se puede apreciar, dentro de los acuíferos con mayor volumen total de extracciones se encuentra el acuífero Citrícola Norte, con un volumen de $\sim 414.1 \text{ Hm}^3$ asociado a 5,062 concesiones, y en donde el $\sim 97\%$ del volumen se destina a uso agrícola (color verde). Le sigue el acuífero Allende-Piedras Negras, con un volumen concesionado de $\sim 197.9 \text{ Hm}^3$ asociado a 1,396 títulos, del cual, el $\sim 52\%$ se destina a uso agrícola y $\sim 43\%$ a uso industrial.

Los siguientes tres acuíferos con mayor demanda total de agua son el Carmen-Salinas, con un volumen de $\sim 158.7 \text{ Hm}^3$ y 1,572 concesiones; acuífero Citrícola Sur, con un volumen de extracciones de $\sim 142.6 \text{ Hm}^3$ y 1,542 títulos de concesión; acuífero Área Metropolitana de Monterrey (AMM), con un volumen de $\sim 133.1 \text{ Hm}^3$ y 1,198 títulos. De los anteriores, en los primeros dos predomina el uso agrícola, mientras que en el AMM el uso industrial representa el $\sim 41.3\%$, seguido del uso agrícola con el 27.6% y el uso público urbano con el $\sim 25\%$.

En las [Figura IV.32.c](#) y [Figura IV.32.d](#) se presenta la distribución espacial de las extracciones superficiales y subterráneas, respectivamente. El $\sim 35\%$ del total de agua concesionado ($\sim 668 \text{ Hm}^3$) proviene de fuentes superficiales, asociadas a 1,696 concesiones cuyo uso principal es el agrícola ($\sim 87.3\%$ del total que equivale a 583.3 Hm^3 asociado a 590 títulos), seguido de uso industrial (7.7% del total de agua superficial con 10 concesiones) y el uso público urbano (3.7% del total del agua superficial con 484 títulos). Los cuatro acuíferos con mayor volumen concesionado superficial son el Citrícola Norte, El Carmen-Salinas-Victoria, Citrícola Sur y Allende-Piedras Negras, con volúmenes de 178, 100, 86.6 y 53.5 Hm^3 , respectivamente.

El volumen concesionado de aguas subterráneas es de $\sim 1,237.8 \text{ Hm}^3$ ($\sim 65\%$ del total) y corresponde a 23,818 títulos ([Figura IV.32.d](#)). Del volumen de agua subterránea, se estima que 913 Hm^3 son destinados a la agricultura y están repartidos en 10,631 títulos; 1,084 concesiones corresponden a uso industrial y suman un volumen de 141 Hm^3 ; mientras que 5,730 concesiones corresponden a público urbano y suman un volumen de agua de 112.4 Hm^3 . Los acuíferos con mayor volumen de extracción de agua subterránea son el Citrícola Norte, Allende-Piedras Negras (APN), Área Metropolitana de Monterrey (AMM) y Bajo Río Bravo (BRB), con volúmenes concesionados de 236.2, 144.5, 104.7 y 61.2 Hm^3 . En la mayoría de los acuíferos predomina el uso agrícola, excepto en el acuífero AMM, en donde la industria y uso público urbano corresponden al ~ 52 y $\sim 32\%$ del volumen de agua subterránea total, mientras que en APP y BRB el uso industrial representa más del $\sim 23\%$.

Por otro lado, la disponibilidad de agua en las cuencas y acuíferos es muy limitada. La disponibilidad oficial de agua superficial y subterránea es publicada, en el caso de México, en el Diario Oficial de la Federación (DOF), en donde se establecen no sólo los volúmenes de agua disponibles para establecer nuevos títulos o derechos de extracción de agua, sino también la metodología a utilizar para estimar dichos volúmenes. La evolución histórica de la disponibilidad anual en las cuencas de interés para el periodo 2011-2016 se muestra en la [Tabla.A 9](#), mientras que los volúmenes de extracción y la disponibilidad en los acuíferos dentro de la zona para el mismo periodo se muestra en la [Tabla.A 10](#). La distribución espacial de la disponibilidad para cada cuenca y acuífero en el año 2016 se muestra en la [Figura IV.33](#).

Según el [DOF-08/03/2016](#), de las 28 cuencas que conforman el área de estudio, sólo 12 contaban con disponibilidad en el año 2016 ([Figura IV.33.a](#)). De ellas, en 9 cuencas la disponibilidad era menor a 30 Hm³, en las cuencas Río Conchos y Río San Lorenzo la disponibilidad rondaba de los 90 a 120 Hm³, mientras que en la cuenca Río San Fernando 1 la disponibilidad rondaba los 390 Hm³. Por otro lado, todas las cuencas del norte y noreste de la zona de estudio se encuentran en un alto grado de estrés, con déficits de agua de entre los ~300 a ~610 Hm³. Históricamente, el número de cuencas con disponibilidad no ha variado durante los últimos 10 años, sin embargo, los volúmenes estimados presentan variaciones, en algunos casos con diferencias de hasta 100 Hm³.

La disponibilidad media anual de agua subterránea en los acuíferos de interés se muestra en la [Figura IV.33.b](#). En 2016, se reportaba que 15 de los 37 acuíferos contaba con disponibilidad, de ellos, 6 acuíferos presentan disponibilidad anual por debajo de los 3 Hm³, 8 con volúmenes de disponibilidad de entre 10 y 42 Hm³ y sólo el acuífero Bajo Río Bravo (BRB) contaba con una disponibilidad superior a los 115 Hm³. Por otro lado, en el año 2015 se reportó que 22 de los 37 acuíferos contaban con disponibilidad ([DOF-20/04/2015](#)).

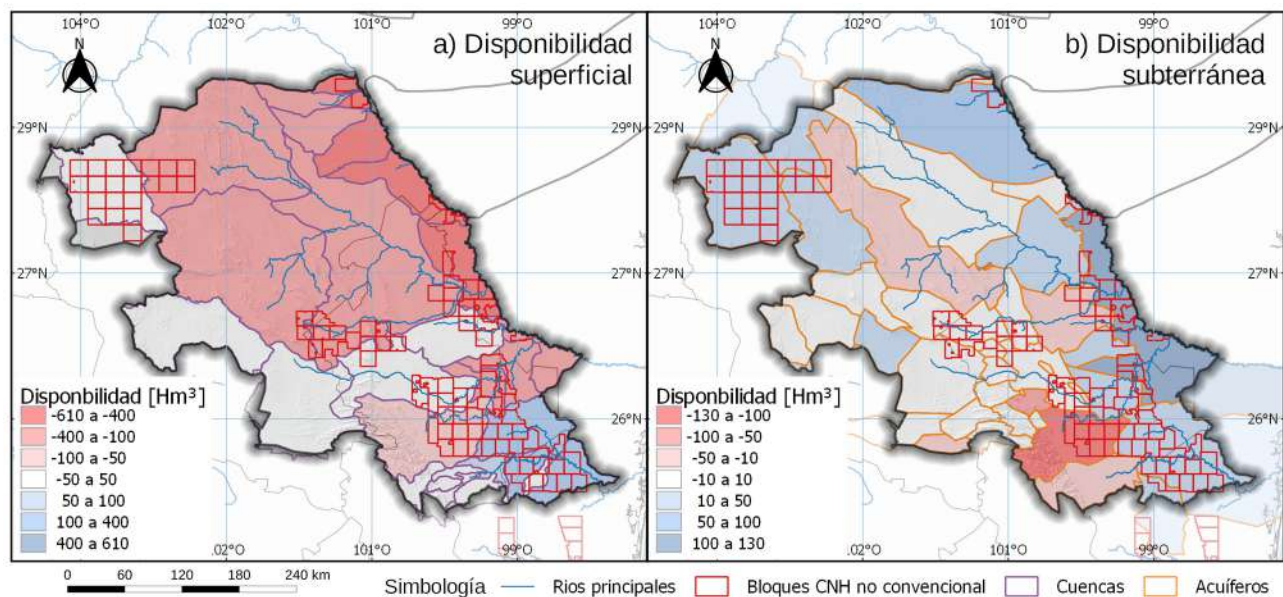


Figura IV.33 Disponibilidad de a) agua superficial a nivel cuenca para el año 2016 y b) agua subterránea a nivel de acuífero para el año 2016. Fuente: elaboración propia a partir de los datos de la CONAGUA.

La diferencia en el número de acuíferos con déficits de agua está asociada en gran medida con los cambios en la normativa para la estimación de la disponibilidad. La [NOM-011-CNA-2000](#), vigente del 2001 a 2015, indicaba que la disponibilidad se determinaba como el balance entre las entradas y salidas del acuífero, en donde las entradas están dadas por la recarga vertical, producto de la percolación, y la recarga horizontal, generada por la interacción con acuíferos vecinos. Por otro lado, las salidas se conformaban de las extracciones (VCAS, volúmenes concesionados en el REPDA) y la descarga natural comprometida (DNC). Mientras que la norma vigente a partir del 2016, la [NOM-011-CONAGUA-2015](#), establece que las salidas se componen, además del DNC y VCAS, del volumen de extracción de agua en las zonas de suspensión provisional de libre alumbramiento y en los inscritos

en el REPDA (VEALA); del volumen de extracción de agua pendiente de título o registro en el REPDA (VAPTYR); y del volumen de agua correspondiente a reservas, reglamentos y programación hídrica (VAPRH).

Los acuíferos más afectados por la actualización de la NOM-011 fueron: el General Cepeda-Sauceda, Allende-Piedras Negras, Saltillo-Ramón Arizpe, Región Carbonífera, Paredón y Citrícola Sur, que presentaron diferencias en el volumen de disponibilidad de ~99, 60, 36, 34, 33 y 32 Hm³, respectivamente. Por otro lado, en acuíferos como el APN se han realizado prácticas de recarga artificial para mitigar los efectos de la alteración del flujo subterráneo debido a las actividades mineras (Lesser y Asociados, 2012), por ello, la disponibilidad en el APN aumentó de 18.3 Hm³ en 2014, a 73.7 Hm³ en 2015 (Tabla.A 10).

IV.2.2.3 *Nexo agua-energía actual*

El nexo agua-energía en la zona de estudio se muestra en la Figura IV.34 mediante un diagrama Sankey, en donde las fuentes de agua de las extracciones actuales en la zona de estudio se presentan en la mitad superior del diagrama. En la Figura IV.34, el color púrpura corresponde al agua superficial y el color azul claro al agua subterránea, mientras que el grosor de las líneas que unen las fuentes de agua (lado izquierdo) con los usuarios (lado derecho) son proporcionales al volumen total de extracciones (agua superficial y subterránea). Los números dentro de cada línea corresponden al volumen de agua, mientras que los valores entre paréntesis corresponden al porcentaje. A la mitad del diagrama se encuentra una categoría que agrupa al total de agua de cada fuente, por lo que los porcentajes de la primera mitad corresponden al total de las extracciones de agua, mientras que los porcentajes de la segunda mitad están asociados con el total de cada fuente de agua.

La parte inferior del diagrama en color amarillo corresponde a la capacidad para generar energía (lado izquierdo) y a las ventas internas de energía para diferentes sectores (lado derecho). En el lado central del diagrama se encuentra el acumulado de la capacidad para generar energía en MW y el total de ventas internas de energía en TWh, de tal manera que el grosor de las ramificaciones es proporcional al valor central.

La Figura IV.34 resume lo expuesto en los capítulos anteriores de capacidad de energía y demandas de agua, sin embargo, en este caso se ha creado una categoría de uso de agua para la generación de energía eléctrica (GE Eléctrica) derivado de los títulos de concesión de agua del REPDA para centrales y generadores privados. Cabe destacar que en México, las concesiones de agua para generación de electricidad se encuentran catalogadas como uso industrial.

Se identificaron 15 aprovechamientos de agua subterránea asociados a la central eléctrica Carbón II, con un volumen concesionado anual de 18.09 Hm³. La central José López Portillo tiene asociados 11 pozos de extracción de agua subterránea con un volumen acumulado anual de 5.73 Hm³ y un aprovechamiento superficial de 40.76 Hm³. Este último tiene como fuente de agua al Río Bravo, el cual abastece a un estanque de agua con capacidad de 18 Hm³ mediante una línea de conducción de 30 km con un gasto de 2.5 m³/s. El agua del estanque se utiliza para el sistema de enfriamiento de la central y es impulsada por dos bombas que mantienen en circulación un caudal de 35 m³/s.

La central Emilio Portes Gil cuenta con 3 aprovechamientos subterráneos con un volumen total de extracción de agua de 3 Hm³ y un aprovechamiento superficial de 3.76 Hm³. La central San Jerónimo tiene asociados 4 aprovechamientos de agua subterránea que suman un volumen de extracción de 1.65 Hm³ al año. Por su parte, la central Fundidora cuenta con dos aprovechamientos de agua subterránea que suman un volumen de 2.24 Hm³.

El volumen total de agua requerida para la generación de energía (considerando operaciones mineras y sistemas de enfriamiento) se ha estimado en 75.24 Hm³, que representa el 3.9% del volumen total de agua. Del total de agua para GE eléctrica, 44.53 Hm³ provienen de fuentes superficiales (que representa el 7% del volumen total concesionado en la zona de estudio) y 30.71 Hm³ de fuentes subterráneas (que representa 2.5% del total de agua subterránea y 1.62% del volumen total de extracciones de agua).

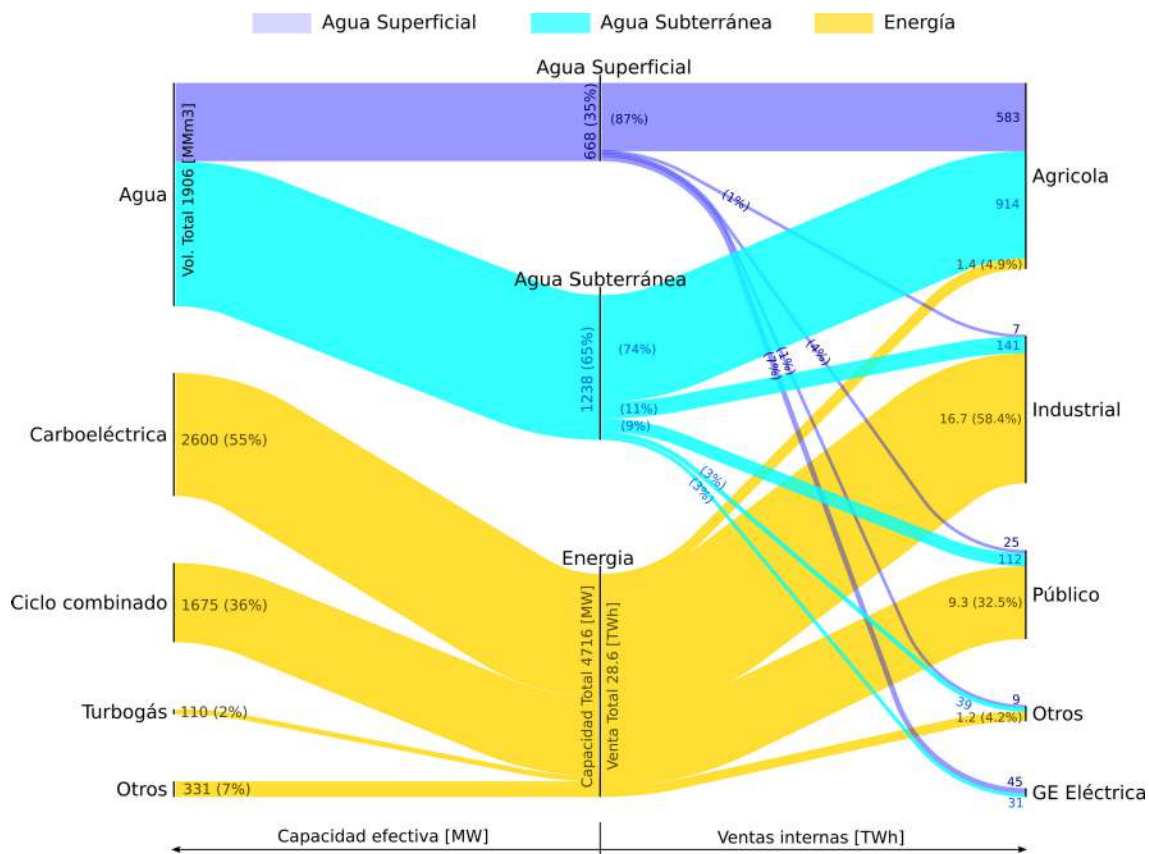


Figura IV.34 Nexa agua-energía actual en la zona de estudio. A la izquierda se muestran las fuentes de agua y energía, mientras que a la derecha se muestran los sectores que utilizan los recursos. El tamaño de las líneas es proporcional al total de cada color. Los números corresponden a la cantidad de agua o energía asociada a cada fuente, mientras que los porcentajes corresponden a la proporción respecto al total de la última división del diagrama.

Como se puede apreciar de la [Figura IV.34](#), la generación de energía eléctrica requiere un pequeño porcentaje (~5%) de agua en comparación con la agricultura, sin embargo, al compararlo con el agua requerida por la industria o con el agua para uso público urbano, este equivale al ~51 y

~55%, respectivamente. Por otro lado, al comparar el volumen de agua superficial, se observa que la generación de energía eléctrica requiere más agua que el uso industrial y el público urbano sumados (45 Hm³ contra 32 Hm³).

Respecto a la energía, las centrales carboeléctricas aportan el ~55% de la capacidad efectiva de la región (2600 MW), la tecnología de ciclo combinado representa el ~36% (1675 MW), las generadoras de turbo gas el ~2% (110 MW), mientras que otras tecnologías aportan el 7% (331 MW). Se ha estimado que las ventas internas de energía ascienden a 28.6 TWh, en donde el sector industrial consume la mayoría de la electricidad (16.7 TWh que representa el 58.4% de las ventas internas), seguido del sector público urbano (que agrupa a los sectores residencial y comercial) que demanda 9.3 TWh (32.5%). Con los datos recopilados, se estima que la energía utilizada por el sector agrícola, principalmente para bombeo y conducción de agua, es de 1.4 TWh (~4.9% de las ventas internas).

El nexo agua-energía presentado en la [Figura IV.34](#) corresponde a una simplificación, pues no se pudo recopilar información suficiente para desglosar algunas interacciones entre fuentes y sectores, sin embargo, representa una aproximación que nos permite identificar a los usuarios más demandantes de agua y energía, así como los posibles impactos que tendrán las actividades de fracturamiento hidráulico en el nexo agua-energía.

IV.2.3. Escenarios de impactos hídricos del FH en México

Los resultados mostrados en la [Figura IV.33](#) indican que la disponibilidad superficial de agua es muy limitada en el noreste de México, sólo las cuencas del sureste de la zona de estudio (cuenca Río San Lorenzo y cuenca Río San Fernando I) cuentan con disponibilidad suficiente para poder suministrar agua a actividades petroleras asociadas al fracturamiento hidráulico (FH). Por otro lado, la variabilidad climática anual y mensual en la zona ([Figura IV.30](#)) indican que las fuentes superficiales son muy fluctuantes y susceptibles a episodios de sequías. Por otro lado, los almacenamientos en los embalses se encuentran concesionados principalmente para uso agrícola y, en menor medida, a uso público urbano, por lo que la extracción de agua de almacenamientos superficiales no parece ser viable debido a los conflictos sociales que podrían presentarse. Debido a la cercanía de algunos polígonos de licitación de la CNH con el Río Bravo ([Figura IV.26](#)), es posible que se extraiga agua para satisfacer las demandas del FH, pero el Tratado Internacional de Aguas de 1944 es un factor importante que limita las extracciones de agua del lado mexicano.

Debido a lo anterior, para propósitos de esta investigación se asume que la principal fuente de agua para la extracción de gas y aceite de lutitas mediante fracturamiento hidráulico proviene de los acuíferos. A diferencia de EUA, la caracterización y disponibilidad de agua de acuíferos profundos de agua salobre no está lo suficientemente estudiada en el noreste de México, y para evaluar dichos recursos se requieren metodologías geofísicas que salen del propósito de este estudio, por lo que nos centramos principalmente en los acuíferos someros de los cuales se cuenta con mayor documentación oficial.

IV.2.3.1 Línea base

La línea base de los recursos hídricos en la zona de estudio se evaluó a partir del análisis de los cambios históricos del almacenamiento total (TWS), los umbrales de recarga, índices de estrés subterráneo y el número máximo de pozos de FH que podría soportar un acuífero sin comprometer su disponibilidad anual actual.

En la [Figura IV.35](#) se muestra en color azul el índice estandarizado de sequía de precipitación de 12 meses (SPI12, eje derecho), las anomalías de humedad de suelo (SM, eje izquierdo) en color verde derivadas de MERRA 2 y en color negro las anomalías del almacenamiento total de agua (TWS, eje izquierdo) derivados de GRACE. El análisis es similar al realizado para los plays de Texas ([Figura IV.16](#)), con la diferencia de que no se han considerado las anomalías del almacenamiento subterráneo debido a inconsistencias con las bases entre SM y TWS, las cuales están asociadas a múltiples factores, como la complejidad de la geología de la zona de estudio, la poca información disponible en México para validar variables como SM, entre muchas otras.

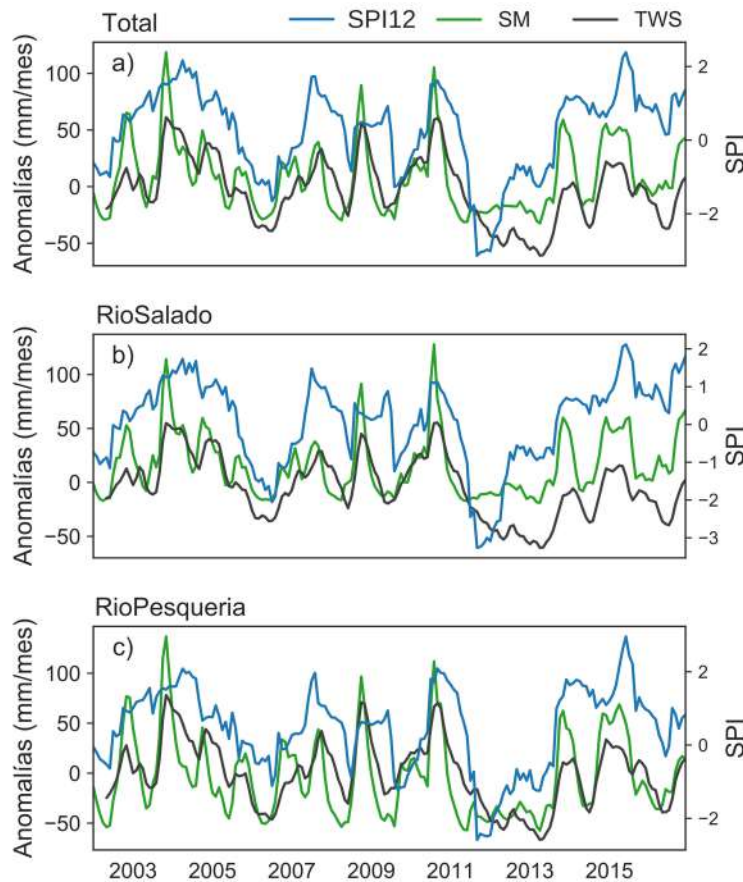


Figura IV.35 Evolución temporal del índice de sequía estandarizado de 12 meses SPI (línea azul, eje derecho) y las anomalías (eje izquierdo) de humedad del suelo SM (línea verde) y almacenamiento terrestre TWS (línea negra) para la zona total en México (a) y las cuencas del Río Salado (b) y Río Pesquería (c).

Los resultados de la [Figura IV.35](#) corresponden a las cuencas mostradas en la [Figura IV.30.g](#), en donde [Figura IV.35.a](#) está asociados a la totalidad de la zona de estudio, [Figura IV.35.b](#) a la cuenca del Río Salado y [Figura IV.35.c](#) a la cuenca del Río Pesquería. Los resultados sugieren que, durante

los últimos 17 años, se han presentado 4 periodos húmedos: 2003-2004, 2007-2008, 2009-2010 y 2014-2016. Estos periodos húmedos están asociados con incrementos en SM de entre los 50 y 100 mm, y con incrementos en TWS de entre 30 y 50 mm.

Del 2000 al 2017 se han observado dos periodos de sequía importantes en la zona: 2005-2006 y 2011-2013. Está última está catalogada como una sequía excepcional en la cuenca Río Salado ($SPI \leq -2$) y como una sequía severa en la cuenca del Río Pesquería ($-2 < SPI \leq -1.6$). De la [Figura IV.35](#) se aprecia que el almacenamiento de la humedad del suelo (SM) presenta una recuperación casi inmediata en cuanto se incrementa la precipitación, mientras que el almacenamiento terrestre de agua (TWS) presenta un retraso importante respecto al SPI más severo. Los valores extremos de la anomalía de TWS permanecen en valores críticos ($TWS < -50$) durante casi dos años (mediados de 2011 a mediados de 2013), además de que el periodo de lluvia del 2014-2016 no refleja un incremento proporcional en TWS, de tal manera que aún en el año 2017 la cuenca del Río Pesquería exhibía valores negativos de TWS. Se estima que la anomalía promedio anual de TWS para el periodo 2001-2010 en la totalidad de la cuenca, la cuenca del Río Salado y la cuenca del Río Pesquería, es de 9.5, 9.4 y 11.2 mm/año, respectivamente. Mientras que en el periodo 2011-2017 las anomalías promedio de TWS fueron -16.7, -20.5 y -14.6 mm/año, respectivamente.

En la [Figura IV.36](#) se muestra la comparación del volumen de la recarga anual (asumiendo recarga uniforme en toda el área del acuífero) del 2016 reportada por la CONAGUA contra la recarga anual derivada del modelo WaterGAP, en donde cada punto corresponde a un acuífero dentro de la zona de estudio. De las series temporales de recarga del modelo WaterGAP, que abarcan el periodo 1960 al 2009, se obtuvieron los estadísticos 25th, 50th, 75th y recarga máxima anual. Los coeficientes de correlación estimados para cada caso fueron 0.61, 0.54, 0.53 y 0.46, tal y como se muestran en la [Figura IV.36](#). Los resultados sugieren que la recarga de WaterGAP con los percentiles 25th y 50th subestiman la recarga reportada por la CONAGUA, mientras que la recarga máxima de WaterGAP mantiene un volumen similar al reportado en la mayoría de los acuíferos.

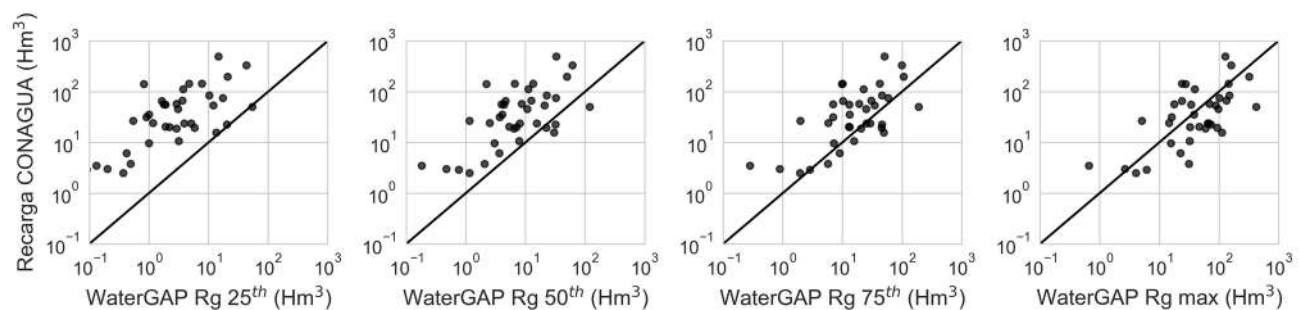


Figura IV.36 Correlación entre la recarga reportada por la CONAGUA en los acuíferos de la zona de estudio (eje y) y la recarga estimada con el modelo WaterGAP para el periodo 1960-2009 (eje x). Cada columna corresponde a un estadístico de las series de tiempo de recarga en cada acuífero. La línea negra corresponde tiene una pendiente $m=1$.

Los resultados anteriores sugieren que la recarga de la CONAGUA está asociada a periodos húmedos, así mismo, se ha observado que en años anteriores se reporta el mismo volumen de

recarga y en algunos casos sólo se actualizan las extracciones, lo cual sugiere que la recarga de la CONAGUA podría sobrestimar la disponibilidad en periodos de estrés hídrico. Las comparaciones de la [Figura IV.36](#) sugieren que la recarga de WaterGAP es coherente con valores reportados por la CONAGUA, además que permite considerar la variabilidad climática en los acuíferos de interés por proveer un registro de más de 40 años.

En la [Figura IV.37](#) se muestra el índice de estrés subterráneo (GWS) estimado con la ecuación 19, en donde las extracciones corresponden a todas las consideradas por [NOM-011-CONAGUA-2015](#) ($B=DNC+VCAS+VEALA+VAPTYR+VAPRH$, según se muestran en la [Tabla.A 10](#)) y la recarga a la estimada de WaterGAP para los estadísticos máximo ([Figura IV.37.a](#)), 75th ([Figura IV.37.b](#)), 50th ([Figura IV.37.c](#)) y 25th ([Figura IV.37.d](#)).

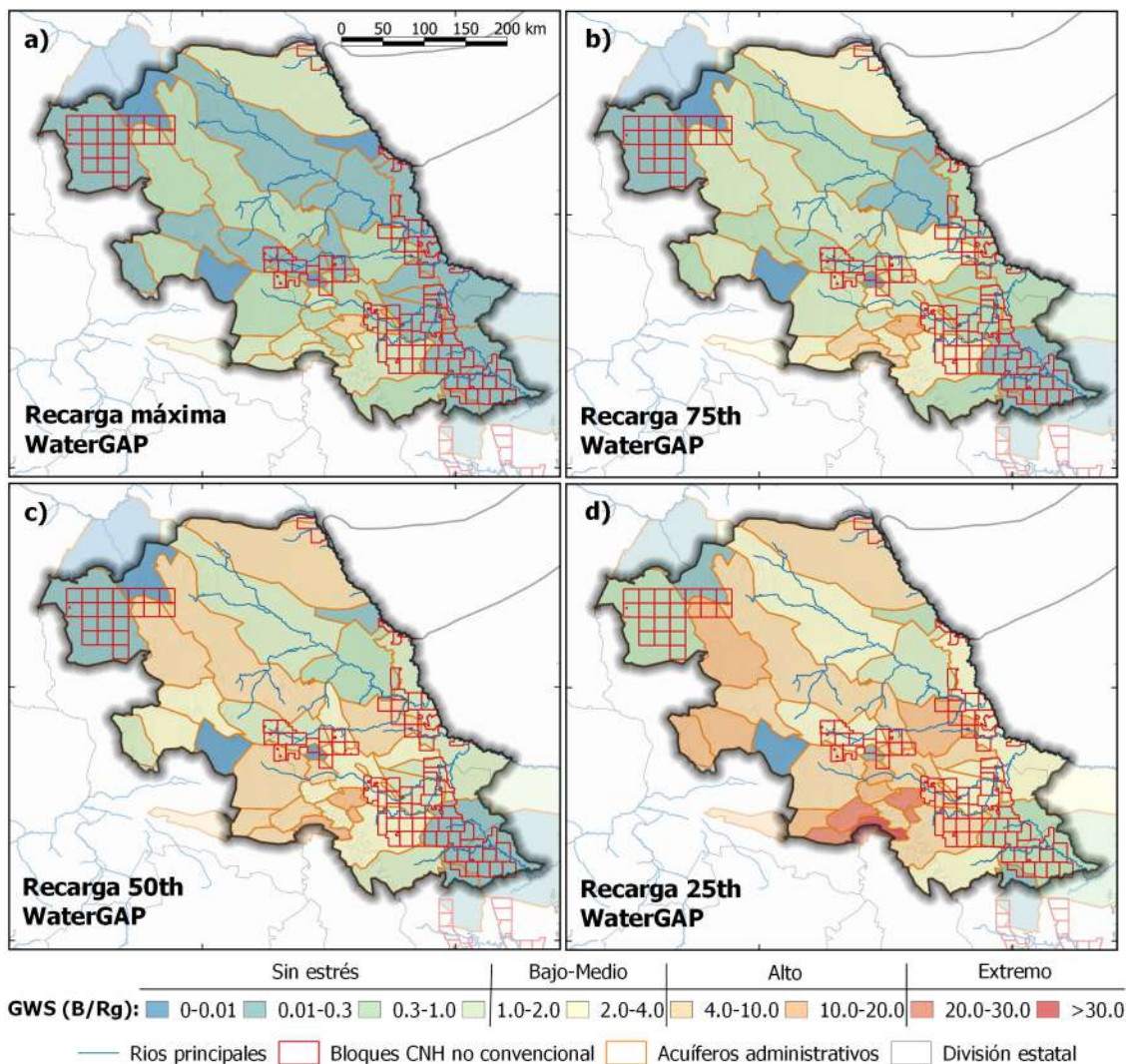


Figura IV.37 Estrés de agua subterránea ($GWS=extracciones\ totales/recarga$) para diferentes escenarios de recarga anual derivada de WaterGAP a) recarga máxima, b) percentil 75th, c) percentil 50th y d) percentil 25th.

Las extracciones de agua subterránea corresponden al acumulado de todas las extracciones y descarga natural, tal y como se presenta en la [Tabla.A 10](#), en donde VCAS corresponde al volumen del REPDA.

Para el escenario de una recarga máxima, se estima que en 22 de los 37 acuíferos que conforman la zona de estudio se tendría una recarga mayor al volumen de extracciones (colores azul y verde de la Figura IV.37.a). En 6 acuíferos las extracciones serían del orden de una a dos veces la recarga simulada, mientras que en el caso más extremo se estima que las extracciones y volúmenes comprometidos equivaldrían a 6.5 veces el volumen de la recarga (acuífero AMM).

Ante un escenario de recarga al percentil 75th, se estima que sólo en 12 acuíferos el volumen de recarga es mayor que los volúmenes concesionados y la descarga natural comprometida. En 18 acuíferos se observa que las demandas de agua sobrepasan la recarga de 1 a 4 veces, y en los casos más extremos se observan dos acuíferos en los que la extracción es del orden de 15 veces la recarga.

Para un escenario de recarga considerando el percentil 50th, se estima que sólo 6 acuíferos contarán con mayor volumen de recarga que volumen de extracciones. Se observa que en 24 acuíferos las extracciones serán de 1 a 10 veces mayores que la recarga, mientras que en el caso más extremo, en el acuífero Cuatrociénegas, las demandas de agua serán ~70 veces mayores que la recarga, esto por el considerable volumen de descargas naturales comprometidas (~130 Hm³/año, que representan el ~86% de las demandas totales de agua subterránea).

Para el caso más extremo, con una recarga del 25th, se estima que sólo 5 acuíferos contarán con mayor volumen de entrada que de salida, 13 acuíferos tendrán extracciones que superan de 1 a 10 veces la recarga, 18 tendrán extracciones que superarán a la recarga de 10 a 50 veces, mientras que en el acuífero Cuatrociénegas las demandas superarán a la recarga en ~180 veces.

En la Figura IV.38 se resume el número de pozos para FH que se podrían perforar por año en los acuíferos que comprende la zona de estudio sin comprometer su disponibilidad. Se ha considerado el escenario con la recarga de la CONAGUA y el más desfavorable con la recarga al 25th de WaterGAP, así mismo, se ha asumido un volumen de agua para FH por pozo de 36,400 m³, que corresponde al volumen promedio observado en 2017 en el play Eagle Ford, Texas.

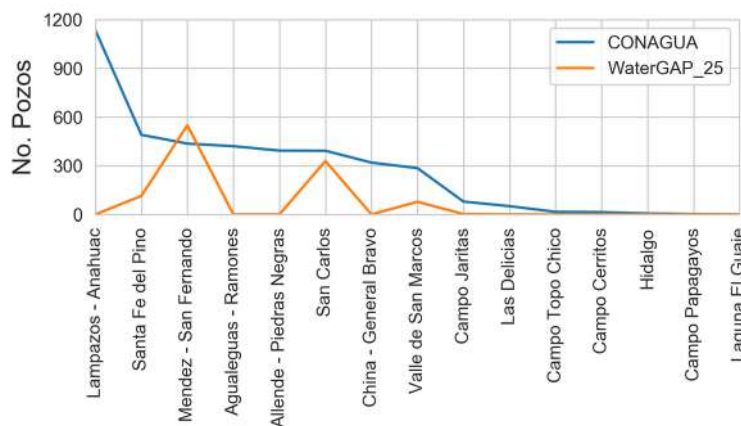


Figura IV.38 Número máximo de pozos para FH permitido por acuífero sin comprometer la disponibilidad anual. La línea azul corresponde a un escenario de recarga de la CONAGUA y la línea naranja al percentil 25th de la recarga del modelo WaterGAP. El volumen de agua por pozo se ha considerado de 36,400 m³, que corresponde a uso promedio por pozo durante el 2017 en el play Eagle Ford, Texas.

El número de pozos de la [Figura IV.38](#) ha sido estimado como la recarga menos la extracción total entre el volumen de agua que requiere un pozo de FH. En la figura se muestran únicamente los 15 acuíferos que presentan disponibilidad en alguno de los escenarios de recarga. Los resultados sugieren que al considerar la recarga reportada por la CONAGUA, el acuífero Lampazos-Anahuac sería el que podría suministrar agua a la mayor cantidad de pozos (~1,134) sin quedarse sin disponibilidad. Para ese mismo escenario de recarga, los acuíferos Santa Fé, Méndez-San Fernando, Agualeguas-Ramones, Allende-Piedras Negras, San Carlos, China-General Bravo y Valle de San Marcos podrían suministrar agua de 200 a 400 pozos al año, el resto de los acuíferos tendría disponibilidad para suministrar a menos de 80 pozos.

Considerando los escenarios de recarga del modelo WaterGAP, se estima que el número de pozos en el acuífero Lampazos-Anahuac podría ser mucho menor, en el rango de los 0 a 200 pozos. Por otro lado, en el acuífero Méndez-San Fernando se estima un elevado número de pozos incluso bajo un escenario desfavorable de recarga (~550 pozos), pero dado que se trata de un acuífero costero, el modelo WaterGAP podría tener problemas para representar la interacción con el mar, por lo que los resultados de recarga en este acuífero podrían estar sobreestimados.

Bajo condiciones de recarga del percentil 75th con el modelo WaterGAP, la disponibilidad en la región solo permitiría suministrar agua de 10 acuíferos, en donde sólo tres de ellos podrían soportar más de 1,500 pozos por año. Al considerar una recarga del 50th y 25th, el número de acuíferos con disponibilidad desciende a 7 y 4, respectivamente.

Finalmente, si se asume la recarga de la CONAGUA (que como ya se mencionó, podría tratarse de un escenario favorable), con la disponibilidad anual de los acuíferos que no están en déficit se podría suministrar agua a ~4,000 pozos de FH, asumiendo un volumen de 36,400 m³/pozo. Para un escenario desfavorable de recarga usando el percentil 25th del modelo WaterGAP, la disponibilidad hídrica en los acuíferos sin déficit (sin considerar la disponibilidad del acuífero Méndez-San Fernando) sólo permitiría suministrar agua a menos de 520 pozos.

IV.2.3.2 Escenarios de desarrollo de FH en el noreste de México

Para evaluar los posibles impactos hídricos del desarrollo de FH en el área de estudio se han establecido 27 escenarios, resultado de combinar los parámetros de pozos (producción, agua, longitud, volumen de FP, reciclaje de FP) de los plays Eagle Ford, Barnett y Haynesville, con los parámetros de evolución de número de pozos mostrados en la [Figura IV.11](#) y la predicción de los precios de hidrocarburos de del Banco Mundial y de HenryHub. La descripción detallada de cada combinación se muestra en la [Tabla IV.9](#).

Los escenarios 1 a 9 están asociados a los parámetros de pozos del play Eagle Ford, los escenarios 10 a 18 están asociados a los parámetros del play Barnett, mientras que los escenarios 19 a 27 están asociados a los parámetros de los pozos del play Haynesville. La descripción completa de los parámetros de pozos usados en cada caso se muestra en la [Tabla IV.10](#). Los parámetros de pozos han sido obtenidos del análisis de las bases de datos FracFocus e IHS Enerdeq, así como de reportes de diferentes autores.

Los parámetros de desarrollo mostrados en la [Tabla IV.9](#) corresponden a la [Figura IV.11.c](#), [Figura IV.11.d](#) y [Figura IV.11.e](#), asociadas al desarrollo de gas de lutitas en los plays Eagle Ford, Barnett y Haynesville, respectivamente.

Tabla IV.9 Escenarios de FH establecidos a partir de la combinación de parámetros de pozos, parámetros de desarrollo económico y proyecciones del precio de hidrocarburos

Escenario	Parámetros	Desarrollo	Precio del gas natural
1	Eagle Ford	Eagle Ford	WorldBarnk
2	Eagle Ford	Barnett	WorldBarnk
3	Eagle Ford	Haynesville	WorldBarnk
4	Eagle Ford	Eagle Ford	HenrtHub Referencia
5	Eagle Ford	Barnett	HenrtHub Referencia
6	Eagle Ford	Haynesville	HenrtHub Referencia
7	Eagle Ford	Eagle Ford	HenryHub Alto
8	Eagle Ford	Barnett	HenryHub Alto
9	Eagle Ford	Haynesville	HenryHub Alto
10	Barnett	Barnett	WorldBarnk
11	Barnett	Eagle Ford	WorldBarnk
12	Barnett	Haynesville	WorldBarnk
13	Barnett	Barnett	HenrtHub Referencia
14	Barnett	Eagle Ford	HenrtHub Referencia
15	Barnett	Haynesville	HenrtHub Referencia
16	Barnett	Barnett	HenryHub Alto
17	Barnett	Eagle Ford	HenryHub Alto
18	Barnett	Haynesville	HenryHub Alto
19	Haynesville	Haynesville	WorldBarnk
20	Haynesville	Eagle Ford	WorldBarnk
21	Haynesville	Barnett	WorldBarnk
22	Haynesville	Haynesville	HenrtHub Referencia
23	Haynesville	Eagle Ford	HenrtHub Referencia
24	Haynesville	Barnett	HenrtHub Referencia
25	Haynesville	Haynesville	HenryHub Alto
26	Haynesville	Eagle Ford	HenryHub Alto
27	Haynesville	Barnett	HenryHub Alto

En la [Figura IV.39](#) se muestran los precios del gas, en donde las proyecciones del banco mundial (línea roja) fueron obtenidos de la página de Knoema (<https://knoema.es/ncszerf/natural-gas-prices-forecast-long-term-2019-to-2030-data-and-charts>) para el periodo 2014-2030. Los precios del gas para diferentes escenarios fueron obtenidos de Henry Hub, el cual es un centro

importante de comercio entre los diferentes ductos de gas natural y que tiene cede en Louisiana, EUA. El precio de hidrocarburos en Henry Hub se utiliza como referencia del gas natural en América del Norte, y para propósitos de esta investigación se utilizó el precio de referencia (línea azul) y el precio alto (línea naranja).

Tabla IV.10 Parámetros de pozos extraídos de cada play de Texas para la simulación de los escenarios

Categoría	Parámetro	Unidades	Eagle Ford	Barnett	Haynesville
Desarrollo	Área permitida	%	0.5	0.5	0.5
	Densidad máxima	pozos/km ²	0.6	0.6	0.6
	Reciclar agua de FP	-	Si	Si	Si
	Mínimo de pozos	-	66	15	3
	Pozos en el primer año	-	66	15	3
Producción	Curva tipo	-	hiperbólica	hiperbólica	hiperbólica
	Curva tipo d	-	0.19	0.15	0.2
	Curva tipo b	-	1.07	1.38	0.82
	Producción inicial	%	10	10	10
Uso de agua	Uso de agua	m ³ /pozo	15000	9580	24700
	Agua/Longitud	m ³ /m	8.2	12	18.4
	Apuntalante/Agua	kg/m ³	130	72	72
	Agua FP/Agua	m ³ /m ³	0.3	0.5	0.15
	Producción/Agua	m ³ /m ³	1200	870	2300
	Reciclaje de FP	%	0.08	0.05	0
	Curva FP d	-	3.41	0.31	0.49
	Curva FP b	-	1.08	1.18	0.92
Atributos de pozos	Vida útil	años	10	10	10
	Separación lateral	m	170	170	170
	Agua de perforación	%	10	10	10
	Tiempo de perforación	meses	1	1	1
	Tiempo de fracturamiento	meses	1	1	1
Tendencias	Incrementar hasta	año	2030	2030	2030
	Incremento de agua	m ³ /pozo/año	3000	23	100
	Incremento de longitud	m ³ /m/año	1.3	0	0
	Incremento de apuntalante	kg/m ³ /año	-1	0	0
	Incremento de FP	m ³ /m ³ /año	-0.01	-0.01	-0.01
	Incremento de producción	m ³ /m ³ /año	-100	18	-100
	Incremento de reciclaje	%/año	0	0	0

Los escenarios de FH se simularon del año 2020 al 2030 para considerar un periodo común entre las proyecciones del precio de gas natural, el cual alcanza para el último año los 4, 5 y 6 dólares por Mbtu para los escenarios del Banco Mundial, HenryHub de referencia y HenryHub alto, respectivamente. Para los 27 escenarios, la densidad máxima de pozos y el área subsuperficial de

las plataformas de pozos representan restricciones del número total de pozos que se pueden perforar, por lo que si se alcanza el número máximo de pozos el programa deja de generar nuevos pozos al año siguiente. Estas restricciones se muestran en la [Tabla IV.10](#).

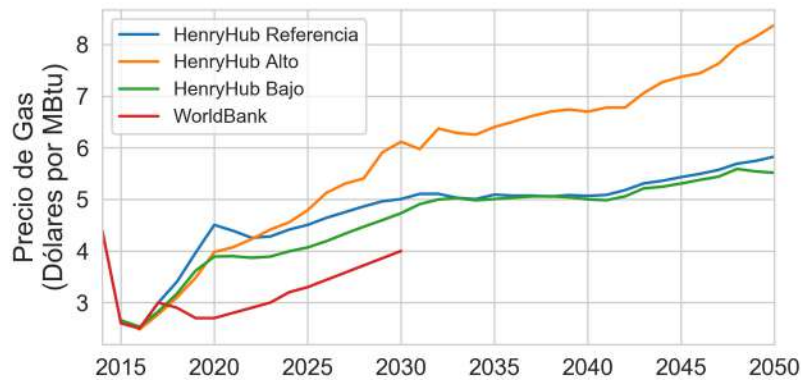


Figura IV.39 Proyección del precio de gas natural por HenryHub y el Banco Mundial.

En la [Figura IV.40](#) se muestran los resultados de las 27 simulaciones, las cuales han sido separadas por play, en donde los colores de las líneas de cada columna de la matriz de ejes están asociados con la simbología inferior. Para cada renglón de la matriz se muestran los acumulados anuales del número de pozos, volumen total de agua para FH, producción de gas y volumen de flujo de retorno y agua producida. En la [Tabla IV.11](#) se muestra un resumen de las simulaciones, en donde se presentan los acumulados para todo el periodo simulado (2020-2030) y el valor máximo anual de las diferentes variables.

Se han descartado 9 escenarios (4, 7, 8, 14, 16, 17, 23, 26 y 27) debido a que resultaron muy intensivos ya que sobrestiman el número de pozos esperado por la SENER, la cual estimaba cerca de 10,800 pozos de extracción de gas para el año 2045 en las cuencas petroleras Sabinas y Burgos ([Escalera-Alcocer, 2012](#)). Estos escenarios se han marcado en color rojo en la [Tabla IV.11](#) y presentan un total de 17,500 a 20,000 pozos para un periodo de 10 años.

El número de pozos simulados se muestra en la [Figura IV.40.a](#) para las combinaciones con los parámetros del play Eagle Ford, [Figura IV.40.e](#) para el play Barnett y [Figura IV.40.i](#) para el play Haynesville. El desarrollo de pozos del play Eagle Ford TX en conjunto con el precio de gas de Henry Hub de referencia y Henry Hub alto resultaron en los escenarios más intensivos (con ~20,000 pozos en 10 años), seguido de las combinaciones de desarrollo del play Barnett junto con el precio de Henry Hub Alto (con ~17,500 pozos).

El resto de los escenarios se podría agrupar en tres categorías en función del número de pozos perforados: intensivo con 13,000-14,000 pozos, moderado con 5,000-6,000 pozos y de bajo desarrollo con 1,000-2,600 pozos.

A partir de los parámetros del play Eagle Ford se estima que para los escenarios intensivos (1 y 5) se podría esperar un consumo acumulado total de agua de ~443 a ~470 Hm³, con el máximo anual en el 2030 de los ~72 a 82 Hm³ ([Figura IV.40.b](#)). Para el escenario moderado (2) se podría esperar un volumen acumulado total de agua de ~200 Hm³ y un volumen máximo anual de ~38 Hm³.

Para los escenarios de bajo desarrollo (3, 6 y 9) se podría esperar un volumen acumulado total de los ~43 a 86 Hm³ con un máximo anual de los ~7 a 15 Hm³.

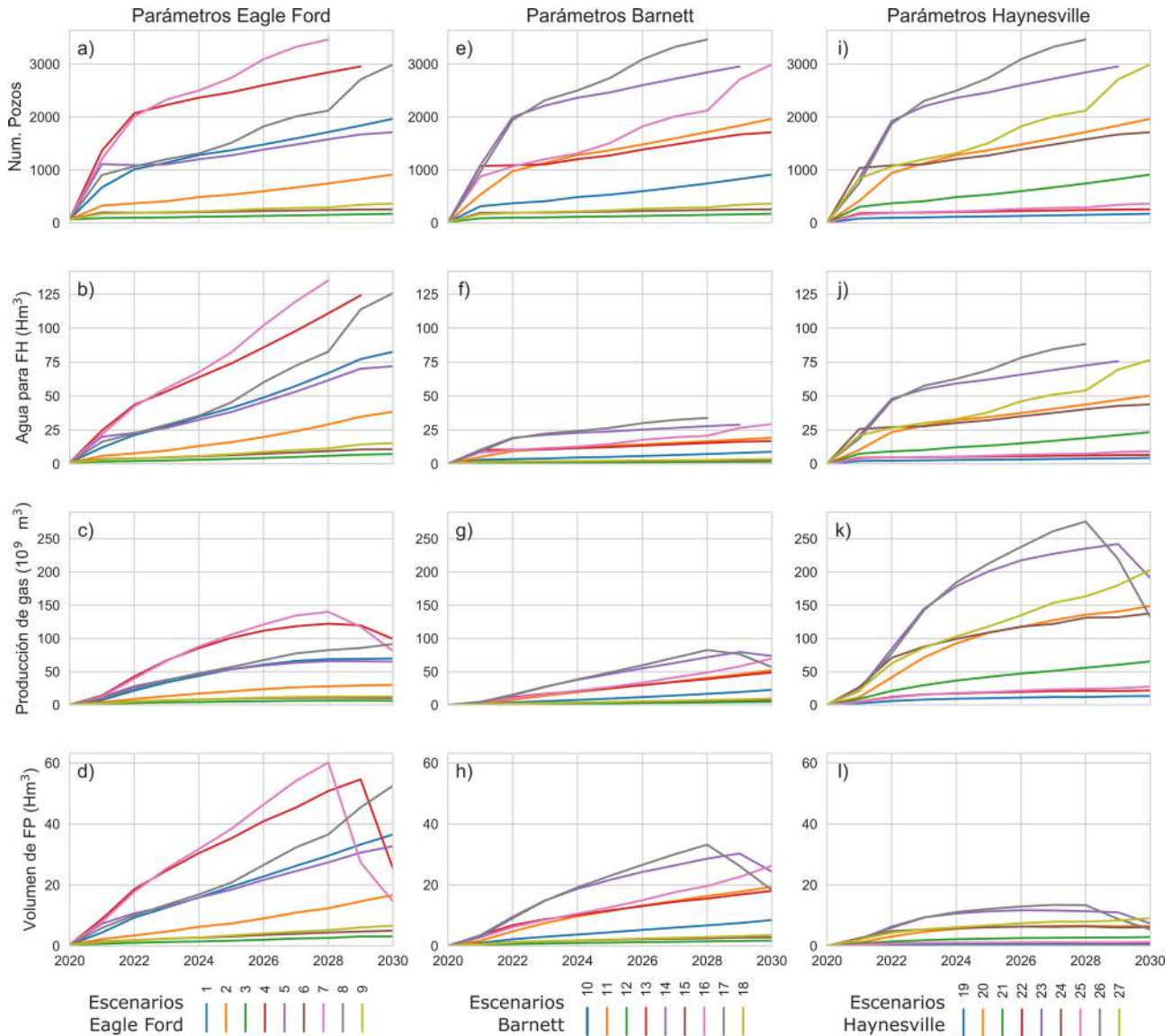


Figura IV.40 Acumulados anuales de las 27 simulaciones. Los escenarios y los colores de las líneas han sido separados por columna en función de los parámetros de pozos usados. Los renglones muestran la comparación de número de pozos (a, e, i), volumen de agua total utilizada para FH (b, f, j), producción de gas (c, g, k), y volumen de flujo de retorno y agua producida FP (d, h, l).

Los resultados sugieren que los pozos usando parámetros del play Barnett son los que menos agua consumirían, en donde los casos intensivos (11 y 13) requerirían un volumen acumulado total de agua de ~132 a 135 Hm³, con un máximo anual alcanzado en el 2030 de ~17 a 19 Hm³ (Figura IV.40.f). El escenario moderado implica un volumen acumulado total de agua de ~57 Hm³ y un volumen de agua máximo anual de ~9 Hm³. Los escenarios de bajo desarrollo implican un volumen total acumulado de los ~13 a los 25 Hm³, con máximos anuales de los 1.7 a 3.6 Hm³.

Para el play Haynesville, los escenarios intensivos están asociados a un volumen acumulado total de agua de 342 a 348 Hm³, con máximos anuales de ~44 a 50 Hm³ (Figura IV.40.j). Para el escenario moderado se estima un volumen acumulado total de ~148 Hm³ y un volumen máximo anual de ~23 Hm³. Para los escenarios de bajo impacto se espera un volumen acumulado de agua para FH de ~33 a 65 Hm³, y un máximo anual de los 4.4 a 9.3 Hm³.

Tabla IV.11 Resumen de escenarios de desarrollo de FH. Los escenarios en color rojo corresponden a casos no reales debido al elevado número de pozos que supera las expectativas de Escalera-Alcocer (2012)

Escenario	Número de pozos		Vol de agua para FH [Hm ³]		Producción de gas [10 ⁹ m ³]		Volumen de FP [Hm ³]		Agua para perforar [Hm ³]	Vol de agua dulce [Hm ³]
	Total	Max anual	Total	Max anual	Total	Max anual	Total	Max anual		
1	14137	1966	470.4	82.6	495.1	69.9	210.2	36.5	47.0	453.6
2	5946	913	199.6	38.3	201.6	30.1	87.9	16.7	20.0	192.6
3	1358	172	43.4	7.2	49.4	6.5	19.8	3.1	4.3	41.8
4	21680	2955	679.1	124.1	881.5	122.1	335.3	54.6	67.9	654.3
5	13677	1712	443.8	71.9	497.1	65.7	202.3	32.7	44.4	427.6
6	2278	256	71.8	10.8	85.9	10.9	33.5	5.0	7.2	69.1
7	20739	3464	627.5	135.1	906.4	140.1	324.1	60.1	62.7	604.9
8	17717	2993	604.0	125.7	581.0	91.5	260.6	52.5	60.4	583.1
9	2636	364	86.0	15.3	93.5	12.7	38.6	6.6	8.6	82.9
10	5884	913	57.2	8.9	112.2	22.6	48.4	8.5	5.7	54.8
11	13907	1966	135.2	19.2	271.4	52.1	116.6	19.4	13.5	129.4
12	1303	172	12.7	1.7	26.1	4.7	11.3	1.7	1.3	12.1
13	13588	1712	132.0	16.8	274.8	48.9	118.6	18.0	13.2	126.1
14	21266	2955	206.4	28.9	474.7	79.5	202.2	30.3	20.6	197.5
15	2219	256	21.5	2.5	46.0	7.7	19.9	2.8	2.2	20.6
16	17636	2993	171.5	29.3	329.3	69.6	141.9	26.3	17.2	164.4
17	20358	3464	197.4	33.8	479.4	82.5	203.5	33.2	19.7	189.5
18	2578	364	25.1	3.6	51.0	9.6	22.0	3.6	2.5	24.0
19	1286	172	32.5	4.4	96.8	13.4	5.2	0.6	3.3	32.5
20	13735	1966	347.8	50.3	994.6	148.7	53.0	6.6	34.8	347.8
21	5861	913	148.4	23.4	418.5	65.5	22.4	2.9	14.8	148.4
22	2197	256	55.5	6.6	172.6	21.8	9.3	1.1	5.6	55.5
23	20924	2955	528.5	75.6	1744.0	242.1	92.9	11.7	52.9	528.5
24	13536	1712	342.3	43.8	1033.8	137.7	55.8	6.4	34.2	342.3
25	2557	364	64.7	9.3	189.6	27.6	10.2	1.2	6.5	64.7
26	20044	3464	505.5	88.3	1764.7	275.9	94.3	13.5	50.6	505.5
27	17591	2993	445.8	76.6	1226.0	203.1	65.4	9.0	44.6	445.8

NOTA: las columnas Total corresponden al acumulado total de los 10 años simulados, mientras que la columna Max anual corresponde al valor máximo anual encontrado en las simulaciones.

Respecto a la producción de gas, los escenarios más favorables son los que utilizan los parámetros de los pozos del play Haynesville, para los cuales se podría esperar una producción acumulada total de 995-10,034, 418 y 97-190 MMMm³ para los casos intensivos, moderado y de bajo desarrollo, respectivamente. Le siguen los escenarios simulados con parámetros del play Eagle Ford, con producciones acumuladas de gas en 10 años que van de los ~495-497, 202 y 49-94 MMMm³ para los casos intensivos, moderado y de bajo desarrollo. Por su parte, los pozos simulados usando parámetros del play Barnett presentan las producciones de gas más bajas, con 271-274, 112 y 26-51 MMMm³ para las tres categorías de escenarios.

En términos de manejo de aguas residuales, los escenarios usando parámetros del play Eagle Ford son los más adversos ([Tabla IV.11](#)), pues se estima que en el año 2030 el volumen acumulado total de FP sería de 202-210, 88 y 20-39 Hm³ para los casos intensivos, moderado y de bajo desarrollo, respectivamente. Le siguen los escenarios con parámetros del play Barnett, con volúmenes acumulados totales de FP de ~116-119, 48 y 11-22 Hm³ para los tres casos. Los volúmenes de FP acumulados para los 10 años simulados con los parámetros del play Haynesville son los más favorables pues el caso más severo no sobrepasa los 55 Hm³.

A partir de los volúmenes máximos anuales para FH simulados se estimó el estrés de agua subterránea (GWS), en donde el bombeo B en la ecuación 19 se estimó como la suma total de las extracciones de agua, tal y como se presentó en la línea base ([Figura IV.37](#)), más el volumen de agua necesario para FH. Como la disponibilidad y la recarga han sido estimadas a escala anual, sólo se analizan los casos más desfavorables, correspondientes a los volúmenes del año 2030. Además, se comparan únicamente los escenarios 1, 2 y 3, ya que son representativos en cuanto a número de pozos y volumen de agua para FH.

Los nuevos valores de estrés subterránea se muestran en la [Figura IV.41](#), en donde cada columna corresponde al volumen anual de agua para FH para los tres escenarios seleccionados, mientras que los renglones de la matriz de mapas corresponden a diferentes escenarios de recarga de agua subterránea derivada del modelo WaterGAP. En estos casos se ha asumido que el agua para FH proviene únicamente del acuífero en el que se ubica cada bloque de licitación de la CNH.

Para los casos en los que se tiene una recarga máxima ([Figura IV.41 a, e, i](#)), se estima que, a escala de toda la zona de estudio, la recarga total es mayor a las demandas totales, con una disponibilidad de ~182.6 Hm³. Con base en ello, se estima que el agua para FH del escenario 1 (el más extremo de los analizados) representa el ~45% de dicha disponibilidad. Para el escenario 2 el volumen total de FH equivale a 21% de la disponibilidad total de la zona de estudio. Mientras que para el escenario 3 se estima que el volumen total de agua para FH equivale sólo al ~4% de la disponibilidad total. Para el resto de los escenarios de recarga, se estima que las extracciones totales (DNC+VCAS+VEALA+VAPTYR+VAPRH) son mayores a la recarga, por lo que el sistema en general se encuentra en estrés hídrico.

De la [Figura IV.41.i](#) a la [Figura IV.41.l](#), se puede apreciar que el escenario 3 no tiene efectos notablemente adversos en el estrés base de agua subterránea mostrado en la [Figura IV.37](#). Para el escenario 3, los acuíferos más afectados son el acuífero 2802 "Mendez - San Fernando", 1913 "Citricola Norte", 515 "Santa Fe del Pino" y 519 "Castaños", en donde el volumen de agua para FH equivale al 6.3, 4, 2.3 y 1.6% de las extracciones totales de agua subterránea, respectivamente.

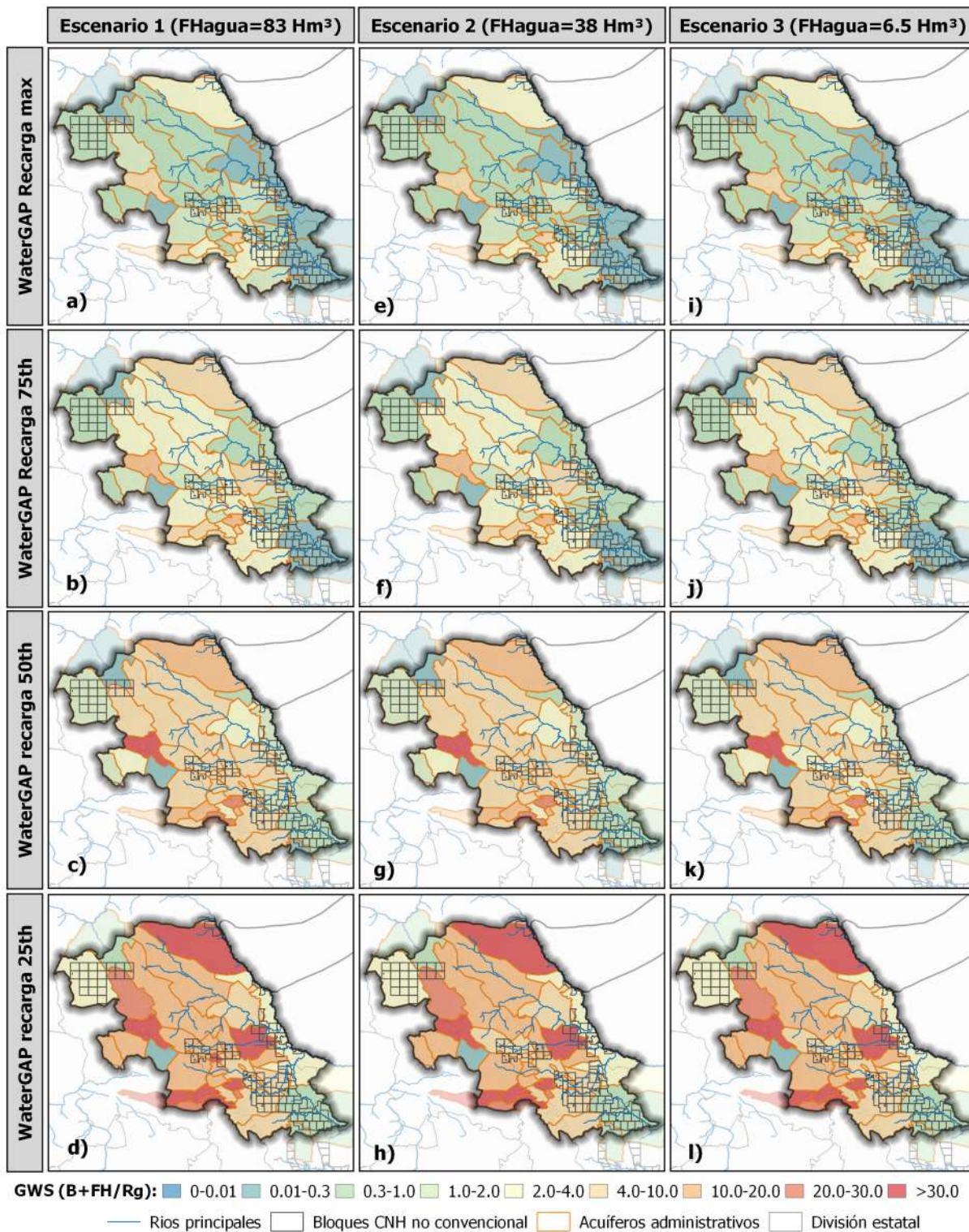


Figura IV.41 Matriz de estrés de agua subterránea (GWS) ante escenarios de desarrollo de FH. Las columnas corresponden a distintos escenarios en función del volumen de agua par FH para el año 2030, mientras que los renglones corresponden a distintos escenarios de recarga del modelo WaterGAP.

Para el escenario 2, se aprecia que el estrés subterráneo se intensifica en el acuífero 517 "Laguna El Guaje", incluso al considerar la recarga máxima, en donde el volumen de agua para FH se estimó como el ~6.8% de las demandas totales de agua subterránea. Los acuíferos más afectados considerando este escenario fueron el 2802 "Méndez - San Fernando", 1913 "China - General Bravo", 519 "Castaños" y 517 "Laguna El Guaje", en donde las demandas de agua para FH equivalen al 36.8, 17.5, 8.3 y 6.8% de las demandas totales de agua subterránea. Los efectos más adversos respecto al estrés subterráneo para este escenario se observan para recargas del 50th y 25th, en donde la recarga en acuíferos como el 1913 "China - General Bravo" es superada por las demandas de agua subterránea (incluido FH).

En el escenario 3, los acuíferos más afectados fueron el 515 "Santa Fe del Pino", 2802 "Méndez - San Fernando", 519 "Castaños" y 517 "Laguna El Guaje", en donde el volumen de agua para FH equivale al ~130, 42.2, 35.8 y 32.7% de las extracciones totales de agua subterránea. De los anteriores, el más crítico es el acuífero 519 "Castaño", ya que con la poca recarga que percibe y el volumen adicional de agua para FH entra en estrés aún con una recarga al 75th. Así mismo, el acuífero 1924 "El Carmen - Salinas – Victoria" entró en estrés incluso con la recarga máxima, debido a los 7.43 Hm³ adicionales de agua para FH.

A pesar de que los resultados anteriores indican que algunos acuíferos no entran en estrés de agua subterránea aún en el escenario 1, los resultados usando la recarga de la CONAGUA sugieren que algunos, como el acuífero 2802 "Mendez - San Fernando", podrían llegar a sufrir estrés debido al volumen adicional de agua para FH.

V. DISCUSIÓN

V.1. DESARROLLO DE FH EN TEXAS

El acceso a bases de datos es un factor importante para evaluar e identificar impactos asociados al FH. En este estudio se utilizaron dos bases de datos para evaluar el consumo de agua para FH: FracFocus e IHS. FracFocus es una fuente de información importante debido a que es libre al público y el volumen de agua reportado es consistente con otras bases de datos de paga. Sin embargo, la falta de información de FracFocus antes del 2013 dificulta su aplicación para una evaluación histórica en los inicios de explotación de los plays de EUA. La base de IHS al ser de paga es más difícil de adquirir, además de que se observó que IHS contiene errores de registro en el volumen de agua para FH, por lo que debe ser corregida antes de ser utilizada. [Scanlon et al. \(2017\)](#) muestran una revisión detallada de los posibles errores en la base de datos IHS en la cuenca Permian, Texas. Por otro lado, la información de IHS es fundamental para evaluar el desarrollo histórico del FH a partir de atributos constructivos de los pozos que no se encuentran descritos en FracFocus.

Los resultados obtenidos en este trabajo respecto al volumen de agua para FH en los plays de Texas son consistentes con trabajos previos ([Tabla II.4](#)). Se observó que existe una alta variabilidad respecto al volumen de agua necesaria para aplicar fracturamiento hidráulico a un pozo, por otro lado, la profundidad promedio de los pozos parece ser un indicador del volumen promedio que se podría requerir para una formación geológica ([Figura IV.8](#)). Sin embargo, la [Figura IV.18](#) sugiere que la longitud horizontal y el volumen de apuntalante son factores que impactan en el volumen de agua para FH por pozo para un play en específico. Resultados similares fueron reportados por [Ikonnikova et al. \(2017\)](#), quienes utilizaron un modelo estadístico de *Random Forest* y múltiples atributos de pozos para determinar la variabilidad espacial del agua para FH en el play Eagle Ford.

Un aumento en el consumo de agua para FH por pozo se ha observado en los últimos años en los plays Eagle Ford y la cuenca Permian, en donde el consumo promedio por pozo ronda los 36,500-41,300 m³/pozo. Estos resultados coinciden con lo reportado por [Ikonnikova et al. \(2017\)](#) en el play Eagle Ford, [Scanlon et al. \(2017\)](#) en la cuenca Permian y [Kondash et al. \(2018\)](#) en múltiples plays de EUA. Producto de lo anterior, el volumen total de agua para FH ha llegado a representar hasta ~15-17% de las extracciones totales de agua subterránea a nivel local, en plays como Haynesville e Eagle Ford, y hasta un 60-80% de las extracciones de agua para uso municipal ([Figura IV.15](#)). Resultados similares han sido presentados por [Nicot y Scanlon \(2012\)](#), quienes afirman además que el agua para uso municipal no se encuentra comprometida por actividades de extracción de gas y aceite de lutitas debido a que el agua usada para FH proviene de acuíferos salinos y subsalinos, la cual es usada más bien para riego en zonas de cultivo. En este sentido, el volumen para FH representa una pequeña proporción del volumen de agua para riego en la mayoría de los plays (<30%), excepto en el play Haynesville en donde la agricultura no está tan desarrollada.

Por otro lado, el análisis climatológico y de anomalías de almacenamiento basadas en la señal de GRACE sugiere que la variabilidad climática es un factor importante para considerar en la planeación de recursos hídricos en regiones áridas-semiáridas con recursos prospectivos de gas y aceite de lutitas. Los resultados mostrados en la [Figura IV.16](#) y [Figura IV.23](#) resaltan los impactos de periodos de sequía en zonas áridas sometidas a desarrollos intensivos de FH, en donde la sequía tiene un efecto regional y mucho más severo que las extracciones de agua para FH, que tienen efectos más bien locales. Por otro lado, la recuperación de estos almacenamientos de agua subterránea después de una sequía se prolonga por varios años, mientras que el estrés hídrico se incrementa a la par que se perforan más pozos horizontales de alto consumo de agua, ejemplo claro de ello es la cuenca Permian, cuyo almacenamiento subterráneo va en descenso desde el año 2011, debido en gran parte a la sequía y a las grandes volúmenes de extracción de agua para riego, en conjunto con otros usuarios (ver [Figura IV.16](#)). Recientemente, [Scanlon et al. \(2020a\)](#) han resaltado el problema del manejo de recursos hídricos en la cuenca Permian, en donde el volumen de agua para FH en el año 2017 alcanzó los ~200 Hm³, el doble del volumen estimado para ese mismo año en este estudio usando FracFocus ([Figura IV.10](#)), así como el doble del volumen de agua requerido en el play Eagle Ford en el año 2014.

V.2. DESARROLLO PROSPECTIVO DE FH EN MÉXICO

La falta de información en México dificulta el análisis de los posibles impactos de FH en la región noreste del país, principalmente por la falta de información hidrológica e hidrogeológica para establecer una línea base confiable de los recursos hídricos. A pesar de ello, se encontró que las bases de datos globales son una fuente de información alternativa para entender patrones espacio-temporales de los recursos hídricos. Algunas de las bases de datos globales utilizadas en este estudio ya han sido utilizadas por otros autores para aproximar la disponibilidad hídrica en yacimientos no convencionales ([WRI, 2014](#); [Rosa et al., 2018](#); [Hernández-Espriú et al., 2019](#)).

El análisis de disponibilidad sugiere que las fuentes superficiales de agua son prácticamente nulas o se encuentran concesionadas dentro de la zona de estudio, por lo que es probable que de desarrollarse el fracturamiento hidráulico en las cuencas Sabinas y Burgos, estas utilicen predominantemente agua subterránea. Por otro lado, la información de fuentes de agua salobre de acuíferos profundos en México es limitada, por lo que se analizaron los efectos de las demandas de agua de FH en acuíferos someros de depósitos aluviales y sedimentos clásticos-carbonatados, de los cuales se cuenta con más información de fuentes oficiales.

El análisis de la línea base, sugiere que el estrés de agua subterránea depende en gran medida de la recarga y, por ende, de los periodos húmedos y secos en la región. Ante escenarios de recarga máxima se pudo observar que la mayoría de los acuíferos cuentan con disponibilidad suficiente para suministrar agua a actividades de FH, incluso ante escenarios intensivos de desarrollo. Por otro lado, con recargas iguales o menores al percentil 75th de las series históricas simuladas por [Döll et al. \(2014\)](#), se estima que a escala de zona de estudio, las extracciones son mayores que la recarga, por lo que el sistema se encontraría en estrés hídrico aún sin considerar las extracciones de FH. Reportes previos del [WRI \(2014\)](#), indican que toda la región fronteriza de México se encuentra a un nivel extremadamente alto de estrés hídrico.

Los escenarios de FH analizados en esta investigación indican que, los casos intensivos y moderados pueden incrementar el estrés de agua subterránea ante escenarios de recarga iguales o menores al percentil 50th. De lo anterior, se observó que los acuíferos más susceptibles a incrementar su estrés hídrico son el 519 “Castaños”, 1918 “Campo Jaritas” y 1924 “El Carmen - Salinas - Victoria” ubicados en el centro de la zona de estudio, así como el 515 “Santa Fe del Pino” y 517 “Laguna El Guaje” ubicados al noroeste. Tales acuíferos se distinguen por tener bajas tasas de recarga (<20 Hm³/año ≈ 6 mm/año) y por tener asociados varios bloques de extracción no convencional de la CNH (Figura IV.41).

Los bloques de la CNH ubicados al sureste de la zona de estudio y a lo largo del Río Bravo cuentan con mayor disponibilidad de agua para FH, sin embargo, como se puede apreciar en la Figura V.1.a, algunos de esos bloques sobreyacen acuíferos transfronterizos que comparten México y EUA. Las extracciones excesivas de agua subterránea en tales acuíferos podrían modificar el flujo subterráneo y afectar la disponibilidad en ambos países, generando aún más problemas de manejo de recursos a los ya existentes, pues en pocos de esos acuíferos se han establecido tratados binacionales para resolver conflictos hídricos en común (Sanchez et al., 2016).

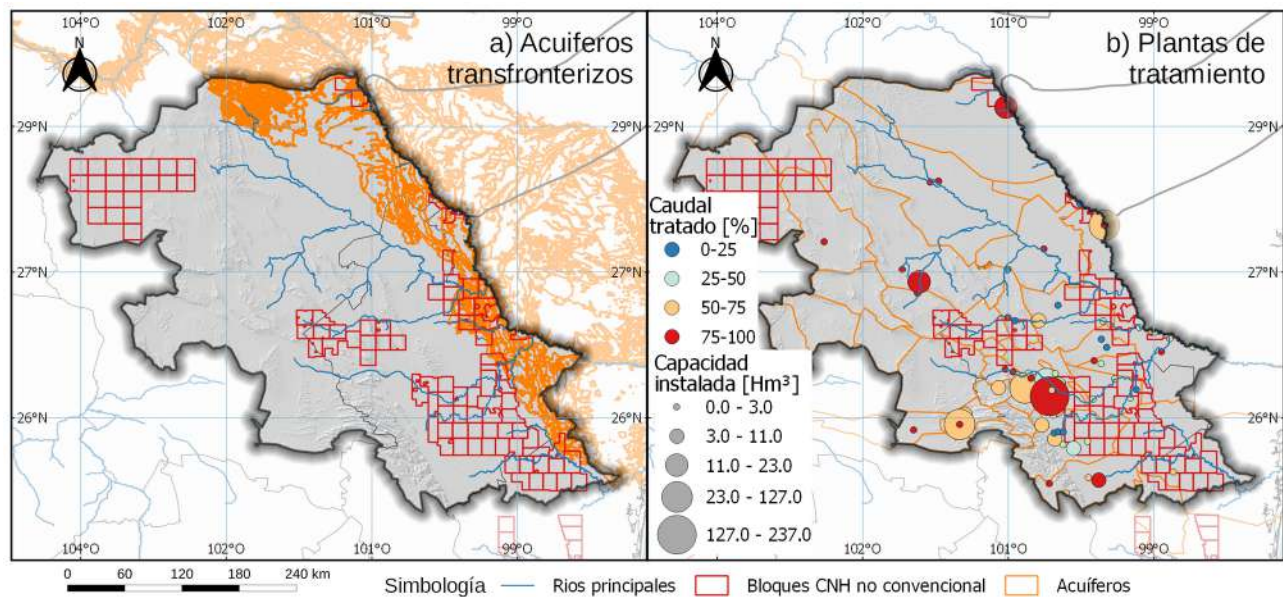


Figura V.1 Acuíferos transfronterizos Mex-USA y capacidad de plantas de tratamiento de aguas residuales en la zona de estudio.

Los escenarios con una ventana de 10 años de desarrollo de FH sugieren que en los casos más intensivos, el volumen de agua acumulado total de 10 años para FH (~470 Hm³) equivaldría al ~25% de las concesiones totales de agua subterránea y superficial de un año, al ~38% de las concesiones totales de agua subterránea, al ~51% de las concesiones de agua subterránea para riego y cerca de 420% de las concesiones de agua subterránea para uso público urbano. Para el año más severo de desarrollo, el volumen de agua para FH (~82 Hm³) podría llegar a representar el ~7% de las concesiones actuales de agua subterránea, ~9% de las concesiones de agua subterránea para riego,

~73% de las concesiones de agua para uso público urbano y llegaría a duplicar las demandas totales de agua (superficial y subterránea) para generar energía.

Ante lo anterior, los escenarios intensivos a pesar de que no representan un porcentaje significativo de agua respecto al volumen total concesionado de aguas subterráneas, si representan una cantidad importante respecto al volumen de agua para uso municipal. En este sentido, la [ONU \(2010\)](#) reconoce el derecho humano al agua y al saneamiento, al señalar que un agua potable limpia y el saneamiento son indispensables para realización de todos los derechos humanos. Ante escenarios de desarrollo intensivo y episodios de sequía surge la duda si se dará prioridad a abastecer de agua a la población o si los intereses cubrirán las necesidades de las actividades petroleras.

Los casos más favorables de desarrollo de FH en la zona de estudio resultan de pozos con consumos de agua y producción similares al play Haynesville, ya que con consumos de agua por pozo menores a los del play Eagle Ford se obtiene mayor producción de gas y un menor volumen de fluido de retorno y agua producida (FP).

Respecto al volumen de FP, en el 2017 la zona de estudio contaba con 77 plantas de tratamiento de aguas residuales ([Figura V.1.b](#)), con una capacidad total de 20,885 lps (~658.6 Hm³/año), las cuales tratan un caudal de 15,882 lps (~500.8 Hm³/año), por lo que en general, las plantas de tratamiento trabajan al ~76% de su capacidad. En la [Figura V.1.b](#) se muestran las plantas de tratamiento en donde el tamaño de los círculos corresponde a la capacidad de tratamiento y el color al porcentaje de caudal tratado respecto a la capacidad. Se aprecia que las plantas de tratamiento más importantes se localizan en las ciudades de la ZMM, Saltillo y Nuevo Laredo. La capacidad restante de tratamiento equivale a ~5,000 lps (~157.8 Hm³/año), en donde el escenario más intensivo de FH sugiere un volumen anual de FP de 36.5 Hm³, que representa el ~23% de la capacidad disponible de tratamiento.

A pesar de que parece que la capacidad de tratamiento de aguas residuales es suficiente, los procesos primario (ajustar pH y remover materia orgánica), secundario (remover materiales orgánicos coloidales) y terciario (remover materiales disueltos) de tratamiento que utilizan la mayoría de las plantas ([CONAGUA, 2016](#)) podría no ser suficiente para limpiar el flujo de retorno producida y agua producida derivada del FH. [Scanlon et al. \(2020b\)](#) discute de los riesgos asociados al tratamiento y al reuso de FP, debido a que se suele requerir un procedimiento de destilación térmica para tratar al FP, además de que, con la tecnología actual, el uso del agua tratada de FP no se recomienda para otros sectores diferentes al energético (para fracturar nuevos pozos) y en menos casos a la agricultura (debido al coste del tratamiento del agua). Así mismo, [Scanlon et al.](#) sugieren estudios más profundos para determinar si el FP tratada puede ser regresada al ambiente ya sea a cuerpos de agua superficiales o subterráneos, o si debe ser inyectada a formaciones profundas.

Por otro lado, las fuentes de agua para FH son un punto importante de discusión. Los resultados sugieren que extraer agua de acuíferos con estrés hídrico puede incrementar los efectos negativos, principalmente durante periodos secos. En México, la normativa permite el traspase de títulos de concesión de agua, por lo que agua tratada de riego podría ser utilizada para FH, sin embargo, la experiencia en EUA indica que esta alternativa implica retos logísticos y económicos ([Scanlon et al., 2017](#); [Scanlon et al., 2020b](#)), pues el riesgo de transportar agua tratada y el costo del tratamiento suelen sobrepasar al costo de extracción de agua dulce o salobre.

Finalmente, existen factores globales que pueden influir fuertemente en el desarrollo del FH a nivel mundial. Los resultados de los pronósticos de gas natural mostrados en la [Figura IV.40](#) fueron obtenidos a finales del 2018 y las tendencias indicaban que los precios de los hidrocarburos incrementarían después de la caída del 2016. Sin embargo, a inicios del 2020 se presentó una pandemia global en conjunto con una guerra del precio del petróleo entre potencias mundiales que redujeron el precio del gas natural hasta su mínimo histórico desde 1997, tal y como se puede observar en la [Figura V.2](#). La situación actual y de los próximos años luce desfavorable para que se puedan desarrollar actividades de FH en México ya que los costos de extracción de gas natural de fuentes no convencionales superan los costos de extracción del petróleo, lo que sugiere que no existirán inversiones para desarrollar nuevos campos de lutitas mediante FH en los próximos años.



Figura V.2 Evolución histórica del precio de gas natural obtenido de Henry Hub. La línea color verde corresponde al precio medio anual, el color negro al precio mensual, el color rojo al pronóstico del World Bank obtenido en 2018, la línea de color azul el pronóstico de Henry Hub obtenido en el año 2018. La línea color naranja corresponde al precio mínimo mensual histórico.

VI. CONCLUSIONES, SÍNTESIS Y TRABAJO FUTURO

En el presente estudio se ha desarrollado un marco metodológico integral para evaluar los impactos hídricos asociados al desarrollo del fracturamiento hidráulico (FH) en yacimientos no convencionales de gas y aceite de lutitas. La metodología desarrollada sintetiza algunas metodologías de publicaciones previas, pero aprovecha, además, la información disponible y publicada en otras regiones para proyectar el desarrollo del FH en plays emergentes.

La metodología desarrollada fue aplicada en México para evaluar los posibles impactos del FH en la región noreste del país, en las cuencas sedimentarias Burgos y Sabinas, caracterizadas por su alto contenido de gas no convencional y por estar ubicadas en una región árida con alto estrés hídrico. Para llevar a cabo la evaluación en el noreste de México fue necesario evaluar el desarrollo histórico en los plays del estado de Texas, EUA, los cuales han jugado un papel protagonista en la producción de gas y aceite no convencionales durante la última década.

A partir de la metodología mostrada en el esquema de la [Figura III.1](#) se describen las conclusiones más representativas de esta investigación:

Evaluación de impactos de FH en EUA

Número y densidad de pozos

- El número de pozos de FH en los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y cuenca Permian, en Texas, dependen en gran medida de factores económicos que limitan o favorecen la perforación de nuevos pozos. Se encontró que el número de pozos perforados en un año se puede estimar a partir de una regresión multi-lineal que depende el número de pozos de años anteriores y el precio de hidrocarburos, dando resultados razonables al compararlos con datos reportados ($r^2=0.72-0.97$).
- Debido al punto anterior, se observó que en el año 2013-2014 se perforó la mayor cantidad de pozos en los plays en parte por el aumento del precio del gas natural, con 3,982 nuevos pozos en el play Eagle Ford, 1,130 nuevos pozos en el play Barnett, 201 pozos en el play Haynesville y 6,024 en la cuenca Permian. La caída del precio de los hidrocarburos en 2015-2016 estuvo asociada a una disminución en el número de pozos, sin embargo, según los resultados obtenidos de FracFocus para el periodo 2011-2017, se estima un total de 13,296 pozos en el play Eagle Ford, 3,164 en el play Barnett, 689 en el play Haynesville y 22,020 en la cuenca Permian.
- La densidad de pozos en un play es muy variable y depende de la tasa de producción de hidrocarburos, de tal manera que las zonas con mayor tasa de producción tienden a tener mayor número de pozos por área. En el play Eagle Ford se estiman densidades que van de los 0.04 a 0.36 pozos/km² (25th-75th) en el año más intensivo, mientras que para un periodo acumulado de 7 años se observan densidades que van de los 0.12 a 1 pozos/km².

Agua requerida para FH

- Los resultados sugieren que existe gran variabilidad en el uso de agua para FH por pozo, incluso dentro de un mismo play. Con los datos de FracFocus se estiman volúmenes de 15,380 a 32,110 m³/pozo (25th-75th) en el play Eagle Ford, 1,608 a 16,680 m³/pozo en el play Barnett, 2,570 a 38,340 m³/pozo en el play Haynesville y de 1,195 a 28,308 m³/pozo en la cuenca Permian.
- El análisis temporal indica incrementos en el uso de agua para FH, principalmente en el play Eagle Ford, en donde la mediana de agua para FH pasó de 14,050 m³/pozo en 2011, a 35,690 m³/pozo en 2017, y en la cuenca Permian, en donde la mediana pasó de 2,560 m³/pozo en 2011, a ~43,930 m³/pozo en 2017. Los incrementos en el play Eagle Ford están asociados al incremento en el uso de apuntalante y agua para incrementar la producción de los pozos, mientras que en la cuenca Permian se debe a la transición de pozos convencionales verticales y horizontales a pozos no convencionales horizontales de alto consumo de agua.
- El volumen máximo anual de agua para FH en los plays de Texas coincide con el año de mayor número de pozos, excepto en la cuenca Permian, que debido al gran incremento de agua por pozo para FH de los últimos años, presentó el volumen máximo de ~107 Hm³ en 2017, asociado a la mitad de los pozos del 2014. Para los plays Eagle Ford, Barnett y Haynesville, el volumen máximo anual de agua para FH a partir de FracFocus se estimó en ~95.7, ~13 y ~5.8 Hm³, respectivamente.
- El volumen total de agua para FH para el periodo 2011-2017 en los plays Eagle Ford, Barnett, Haynesville y cuenca Permian se estimó en ~333, ~32.2, ~17.9 y ~363.5 Hm³, respectivamente.
- La comparación de las bases de datos FracFocus e IHS corregida sugiere que FracFocus subestima el volumen de agua de FH debido a la falta de registros de pozos en los años 2011-2013. Para el play Eagle Ford, a partir de IHS corregida se estima un volumen de ~170 Hm³ más respecto al volumen de agua estimada con FracFocus.
- El volumen de apuntalante y la longitud lateral de los pozos se encontraron como características que influyen en gran medida en el consumo de agua por pozo (r^2 de 0.62 y 0.34, respectivamente) en el play Eagle Ford.

Producción de hidrocarburos y Flujo de retorno y agua producida (FP)

- El play Barnett presenta la huella hídrica del gas de lutitas más intensiva, pues para el primer año de producción se estima que un metro cúbico de agua inyectada para el fracturamiento hidráulico produce cerca de 870 m³ de gas. Mientras que en los plays Eagle Ford y Haynesville se estima que un metro cúbico de agua para FH genera aproximadamente 1,200 y 2,300 m³ de gas, respectivamente.
- La tasa de flujo de retorno y agua producida (FP) respecto al agua inyectada fue mayor en el play Barnett, los datos indican que, en el primer año de operación de los pozos, regresa a la

superficie cerca del 50% del volumen de agua inyectado junto con agua de la formación. Para los plays Eagle Ford y Haynesville, la tasa de FP se encontró de 30 y 15%, respectivamente.

Fuentes y usuarios de agua

- Las fuentes de agua para fracturamiento hidráulico en los plays de Texas están constituidas principalmente de acuíferos salinos y subsalinos, por lo que el agua extraída para FH no compite directamente con el agua para consumo humano, pero sí con la agricultura.
- Debido a la legislación de Texas, los propietarios de parcelas pueden extraer y vender agua a empresas petroleras, por lo que se ha complicado el manejo de recursos hídricos en los últimos años debido a que no se reporta la fuente exacta del agua utilizada para el fracturamiento de pozos.
- El tratamiento y reciclaje de FP está limitado por el costo económico. Actualmente en Texas es más barato usar agua dulce o salobre que usar agua tratada para FH, además de que el tratamiento del FP requiere un costo mayor que el de su disposición en pozos profundos.

Evaluación de impactos hídricos en plays de Texas

- Los impactos hídricos del FH son muy variados, y dependen de la disponibilidad de agua y del nivel de intensidad del desarrollo de las actividades de extracción de gas y aceite de lutitas. El play Eagle Ford y la cuenca Permian son las que presentan el desarrollo más intensivo de la última década. Para el caso del play Eagle Ford, las actividades de FH se concentran principalmente en tres condados: Karnes, Dimmit y La Salle, con un total de 6,837 pozos perforados en el periodo 2011-2017 (~51% del total de pozos). Para la cuenca Permian, los tres condados con mayor actividad de perforación de pozos fueron: Andrews, Midland y Martin, que suman un total de 7,350 pozos (~33% del total).
- Para los años de mayor intensidad de desarrollo, el agua para FH llegó a presentar el 17% de las extracciones totales de agua subterránea y el ~65% de las extracciones de agua subterránea para uso municipal. En el play Barnett el volumen máximo anual de FH llegó a representar el ~5.8% de las extracciones totales de agua subterránea y el ~11 de las extracciones subterráneas para uso municipal. En el play Haynesville el volumen máximo anual de agua para FH llegó a representar el ~15% de las extracciones totales de agua subterránea y el ~22% de las extracciones subterráneas para uso municipal. Para la cuenca Permian, estos valores representan el ~3.3% y el ~72.7%.
- Las anomalías del almacenamiento terrestre y el análisis hidrológico indican que el periodo intensivo de desarrollo de FH en los plays de Texas se traslapó con una de las sequías más extremas que se han presentado en las últimas décadas, por lo que la mayoría de las disminuciones de almacenamiento y las reducciones de caudal en los ríos provenientes de acuíferos hidráulicamente conectados, se debieron principalmente al efecto regional de la sequía.
- Los efectos de las demandas de agua para FH tienen un efecto local y no tan severo como los que genera la agricultura, según indican los niveles piezométricos en el play Eagle Ford.

Sin embargo, en conjunto con la sequía y las extracciones de distintos usuarios, las demandas adicionales pueden llegar a contribuir al estrés hídrico, tal y como se observó en algunas cuencas dentro del play Eagle Ford.

Evaluación de impactos prospectivos de FH en México

Fuentes y usuarios de agua

- Los resultados sugieren que dentro de la zona de estudio se encuentran ~25,514 títulos de concesión de agua superficial y subterránea, que corresponden a un total de ~1,905 Hm³ al año, en donde la agricultura demanda la mayor cantidad de agua, con ~1,497 Hm³ (~78% del total), seguida de la industria que demanda ~221 Hm³ (~12% del total) y del público urbano que demanda ~137 Hm³ (~7%).
- Se encontró que las demandas de agua superficial no son despreciables, ya que corresponden al ~35% de las demandas totales (~668 Hm³), en donde el 87% de las demandas superficiales está destinada a la agricultura (~583 Hm³).
- Las demandas de agua subterránea equivalen al 65% de las totales (~1,238 Hm³), en donde las demandas para riego equivalen al 74% de las extracciones de agua subterránea (~914 Hm³), mientras que las demandas de agua para uso industrial y urbano corresponden al 11% (~141 Hm³) y 9% (~112 Hm³), respectivamente.
- El análisis de disponibilidad indica que no existe agua superficial suficiente en la mayoría de las cuencas de la zona de estudio para cubrir las demandas de nuevos usuarios, como para actividades de fracturamiento hidráulico. Además, debido a la variabilidad climática de la región, las cuencas que cuentan con disponibilidad no podrían suministrar agua de forma continua, a menos de que se extraiga de los almacenamientos superficiales o del Río Bravo, lo cual podría generar problemas con usuarios de agua y alterar la operación del tratado binacional del Río Bravo-Río Grande.
- Se prevé que la fuente más probable de agua en la zona de estudio para actividades de extracción de gas y aceite de lutitas mediante fracturamiento hidráulico será agua subterránea. Sin embargo, los cambios en la normativa para determinar la disponibilidad media anual han reducido la disponibilidad en la mayoría de los acuíferos.

Línea base

- La recarga derivada de modelos globales sugiere que la recarga publicada por la CONAGUA está asociada a periodos húmedos, e implica una gran disponibilidad de agua. En este escenario, se estima que 17 de 37 acuíferos entran en estrés hídrico (extracciones totales > recarga). Ante escenarios de recarga del percentil 50th, 31 acuíferos se encuentran en diferentes etapas de estrés hídrico.
- Las fuentes oficiales de disponibilidad del 2016 sugieren que, ~15 acuíferos de la zona cuentan con disponibilidad suficiente para suministrar agua a ~4,000 pozos por año

(asumiendo un consumo de agua por pozo observado en 2017 en el play Eagle Ford). Al considerar un escenario de baja recarga, la disponibilidad de los acuíferos permitiría suministrar agua a menos de 520 pozos al año.

- Ante escenarios de poca recarga, se determinó que, de manera general, el área de estudio se encuentra en estrés, pues la suma total de la recarga es menor que la suma total de extracciones y volúmenes concesionados de agua subterránea.

Escenarios de desarrollo de FH en México

- El modelo propuesto para simular el desarrollo de actividades de FH en plays desarrollados y emergentes fue probado en el play Eagle Ford, Texas, para simular de manera conjunta el desarrollo en la zona de gas húmedo y de aceite. Los resultados fueron satisfactorios ya que se logró reproducir la evolución del FH para el periodo 2011-2017, por lo que su aplicación en plays emergentes podría ayudar a tomar decisiones respecto al manejo de los recursos ante actividades de FH.
- Para este estudio se generaron 27 escenarios de desarrollo de FH usando los estadísticos de pozos (agua, producción, longitud, apuntalante, FP, etc) de los plays Eagle Ford, Barnett y Haynesville, en combinación con tres modelos analíticos para determinar el número de pozos y tres escenarios de proyección del precio del gas hasta el 2030. Estos escenarios afectaron a 98 bloques prospectivos para extracción de gas no convencional publicados por la CNH, cubriendo el ~51% del total del área licitada para recursos no convencionales en México.
- Los resultados de los escenarios son muy diversos, sin embargo, en función del número de pozos simulados se pueden agrupar en tres categorías: intensivo con 13,000-14,000 pozos, moderado con 5,000-6,000 pozos y de bajo desarrollo con 1,000-2,600 pozos.
- El desarrollo más intensivo en función del volumen de agua requerida para FH se generó de combinar los estadísticos de los pozos del play Eagle Ford, Texas. Los resultados sugieren que se podría llegar a necesitar un volumen de agua de 82.6 Hm³ en el año más intensivo y un volumen acumulado total para los 10 años simulados de ~470 Hm³. El escenario menos intensivo se obtuvo de los estadísticos de pozos del play Barnett, en donde el volumen acumulado total apenas alcanza los 12.7 Hm³ en 10 años.
- Para escenarios intensivos y moderados, se observó que los acuíferos más susceptibles a incrementar su estrés hídrico debido a las demandas de agua para FH serían los centrales (519 "Castaños", 1918 "Campo Jaritas" y 1924 "El Carmen - Salinas - Victoria") y los del noroeste de la zona de estudio (515 "Santa Fe del Pino" y 517 "Laguna El Guaje").
- Para el escenario más intensivo simulado (escenario 1), se espera que las demandas de agua para FH representen el ~7% de las concesiones totales de agua subterránea, ~9% de las concesiones de agua subterránea para riego el ~73% de las concesiones subterráneas para uso público urbano. En este sentido, el agua para FH podría competir con el agua para consumo humano.

Síntesis

Los impactos hídricos debidos al desarrollo del fracturamiento hidráulico (FH) son relativos a la intensidad de desarrollo y al estrés hídrico que experimentan las fuentes de agua. En este sentido, el estrés hídrico es variable con la climatología, por lo que es necesario considerar los eventos extremos históricos, así como considerar los efectos futuros (e.g. cambio climático).

Tanto en los plays de Texas como en el play Eagle Ford de México, se observó que la mayoría del estrés hídrico se debe a las extracciones de agua para riego, que representa más del 74% del total de aguas subterráneas, mientras que el uso de agua para FH llegó a representar menos del 17% en el play Eagle Ford, en Texas, y bajo el escenario más severo considerado en esta investigación llegaría a representar el ~7% de las extracciones subterráneas en totalidad de la zona de interés.

Respecto a lo anterior, es necesario un enfoque integral de manejo de recursos hídricos, pues no llevar a cabo actividades de FH no reducirá el estrés hídrico actual, pero un desarrollo intensivo de FH sí podría incrementar el estrés hídrico. Los resultados sugieren que, para no comprometer los recursos hídricos en la zona de estudio al noreste de México durante periodos secos, no se debería sobrepasar una tasa de perforación de 520 pozos por año.

Trabajo futuro

Las limitaciones en este estudio se deben en primer lugar a la disponibilidad de datos, principalmente en México, en donde los datos de uso de agua y extracciones subterráneas son limitados o no están disponibles al público. Mientras que la normativa mexicana establece una serie de lineamientos para monitorear los recursos hídricos durante actividades de fracturamiento, sería necesario haber desarrollado un monitoreo robusto de los recursos hídricos para definir una línea base más confiable, pues con la información disponible existe mucha incertidumbre respecto a la disponibilidad de agua.

Respecto a lo anterior, el uso de herramientas de percepción remota y modelos globales resulta una fuente de información valiosa en zonas con poca o nula información. Por otro lado, se encontró que algunas bases de datos globales presentan sesgos y errores importantes respecto a los datos medidos en estaciones en tierra (estos análisis se realizaron, pero no se muestran en esta investigación). En este sentido, es necesario validar los diferentes productos globales para corregir y determinar cuáles producen mayor certidumbre para cada zona en particular. La falta de datos en tierra también dificulta la calibración y validación de modelos hidrológicos e hidrogeológicos, sin embargo, en los últimos años se está impulsando el uso de datos de percepción remota junto con modelos hidrológicos para reducir la incertidumbre asociada a la disponibilidad de agua.

La metodología presentada fue aplicada en México usando información disponible en plays de EUA, de existir la información suficiente en México, se podrían validar los escenarios o corregir parámetros para generar escenarios más realistas. Por otro lado, en México sigue prohibido el uso

de fracturamiento hidráulico en pozos horizontales de alto consumo hídrico para la extracción de gas y aceite de lutitas, por lo que las fuentes de agua no han sido establecidas por las agencias gubernamentales de agua. En este sentido, el correcto manejo de los recursos hídricos podría ayudar a mitigar los efectos negativos asociados al FH. Así mismo, la diversificación de las fuentes de agua podría ayudar a disminuir la demanda de agua dulce para FH, por lo que la evaluación y caracterización de acuíferos profundos de agua salobre podría cobrar gran relevancia para el desarrollo de FH en México.

Por otro lado, el manejo de residuos y FP producto del FH podría suponer retos logísticos y de infraestructura. Debido a ello, una regulación y revisión severa de las actividades de FH podría ayudar a reducir riesgos de contaminación, sin embargo, ante escenarios intensivos la capacidad de las agencias ambientales para supervisar dichas actividades podría verse superada. En este sentido, sería necesario contar con herramientas similares a FracFocus en EUA en donde los operadores estén obligados a reportar parámetros, consumos, sustancias utilizadas y propiedades de los pozos, esto para dar seguimiento a la evolución e impactos de FH.

VII. REFERENCIAS CITADAS

- Aksoy H, Kurt I, Eris E. 2009. Filtered smoothed minima baseflow separation method. *Journal of Hydrology* 372 (1–4): 94–101 DOI: 10.1016/j.jhydrol.2009.03.037
- Aldama A, Aparicio J, Gutiérrez-Ojeda C, Martínez-Morales M, González-Hita L, Herrera-Zamarrón G, Mata-Arellano I, Miguel M-G-, Ortiz-Flores G, Gallardo-Almanza P, et al. 2007. Comportamiento hidrogeológico de los acuíferos Cuatrociénegas y El Hundido , Coahuila , México. *Ingeniería hidráulica en México XXII*: 37–59
- Alley WM, Clark BR, Ely DM, Faunt CC. 2018. Groundwater Development Stress: Global-Scale Indices Compared to Regional Modeling. *Groundwater* 56 (2): 266–275 DOI: 10.1111/gwat.12578
- Álvarez-Gutierrez R. 2012. Análisis de alternativas de mejora para parámetros de desempeño de la central hidroeléctrica Río Escondido. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Anderson RG, Lo MH, Famiglietti JS. 2012. Assessing surface water consumption using remotely-sensed groundwater, evapotranspiration, and precipitation. *Geophysical Research Letters* 39 (16): 1–6 DOI: 10.1029/2012GL052400
- Annevelink MPJA, Meesters JAJ, Hendriks AJ. 2016. Environmental contamination due to shale gas development. *Science of The Total Environment* 550: 431–438 DOI: 10.1016/j.scitotenv.2016.01.131
- Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Hernández-Espriú JA, Pedrozo-Acuña A. 2017a. Balance Hídrico en Acuíferos Transfronterizos basado en percepción remota satelital. In XXIV CONGRESO NACIONAL DE HIDRÁULICA Acapulco, Geurrero, México; 9.
- Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Hernández-Espriú A, Pedrozo-Acuña A, Scanlon BR, Philippe J, Young MH, Wolaver BD, Alcocer-yamanaka VH. 2017b. Baseflow recession analysis in a large shale play : Climate variability and anthropogenic alterations mask effects of hydraulic fracturing. *Journal of Hydrology* 553: 160–171 DOI: 10.1016/j.jhydrol.2017.07.059
- Arciniega-Esparza S, Breña-Naranjo JA, Pedrozo-Acuña A, Appendini CM. 2017c. HYDRORECESSION: A Matlab toolbox for streamflow recession analysis. *Computers and Geosciences* 98 DOI: 10.1016/j.cageo.2016.10.005
- Armanios DE, Fisher JB. 2014. Measuring water availability with limited ground data: Assessing the feasibility of an entirely remote-sensing-based hydrologic budget of the Rufiji Basin, Tanzania, using TRMM, GRACE, MODIS, SRB, and AIRS. *Hydrological Processes* 28 (3): 853–867 DOI: 10.1002/hyp.9611
- Arps JJ. 1945. Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME* 160 (1): 228–247 DOI: 10.2118/945228-G

- Baihly J, Altman R, Malpani R, Luo F. 2011. Study Assesses Shale Decline Rates. *The American Oil&Gas Reporter* (May): 1–5
- Barbato G, Barini EM, Genta G, Levi R. 2011. Features and performance of some outlier detection methods. *Journal of Applied Statistics* 38 (10): 2133–2149 DOI: 10.1080/02664763.2010.545119
- Barth-Naftilan E, Aloysius N, Saiers JE. 2015. Spatial and temporal trends in freshwater appropriation for natural gas development in Pennsylvania's Marcellus Shale Play. *Geophysical Research Letters* 42 (15): 6348–6356 DOI: 10.1002/2015GL065240
- Bastiaanssen WG., Ali S. 2003. A new crop yield forecasting model based on satellite measurements applied across the Indus Basin. *Agriculture, Ecosystems and Environment* 94: 321–340 DOI: 10.1016/S0167-8809(02)00034-8
- Bolvin DT, Huffman GJ. 2015. Transition of 3B42 / 3B43 Research Product from Monthly to Climatological Calibration / Adjustment. 2015 (2): 11 Available at: https://pmm.nasa.gov/sites/default/files/imce/3B42_3B43_TMPA_restart.pdf
- Bontemps S, Defourny P, Brockmann C, Herold M, Kalogirou V, Arino O. 2012. New global land cover mapping exercise in the framework of the ESA Climate Change Initiative. In *International Geoscience and Remote Sensing Symposium (IGARSS)*44–47. DOI: 10.1109/IGARSS.2012.6351640
- Bosilovich MG, Robertson FR, Takacs L, Molod A, Mocko D. 2016. Atmospheric Water Balance and Variability in the MERRA-2 Reanalysis. *J. Clim. (Special MERRA-2 Collection)* DOI: 10.1175/jcli-d-16-0338.1
- Breña-Naranjo JA, Kendall AD, Hyndman DW. 2014. Improved methods for satellite-Based groundwater storage estimates: A decade of monitoring the high plains aquifer from space and ground observations. *Geophysical Research Letters* 41 (17): 6167–6173 DOI: 10.1002/2014GL061213
- Brownlow JW, James SC, Yelderman JC. 2016. Influence of Hydraulic Fracturing on Overlying Aquifers in the Presence of Leaky Abandoned Wells. *Groundwater* 54 (6): 781–792 DOI: 10.1111/gwat.12431
- Brutsaert W, Nieber JL. 1977. Regionalized drought flow hydrographs from a mature glaciated plateau. *Water Resources Research* 13: 637 DOI: 10.1029/WR013i003p00637
- CBR. 2014. Economic Impact of the Eagle Ford Shale DOI: 10.13140/RG.2.1.1653.1281
- CEO. 2010. Obtaining and Processing MODIS Data
- CFE. 2008. Programa de obras e inversiones del sector eléctrico 2007-2016
- Chang Y, Li G, Yao Y, Zhang L, Yu C. 2016. Quantifying the Water-Energy-Food Nexus : Current Status and Trends. *Energies*: 1–17 DOI: 10.3390/en9020065

- Chen H, Carter KE. 2016. Water usage for natural gas production through hydraulic fracturing in the United States from 2008 to 2014. *Journal of Environmental Management* 170: 152–159 DOI: 10.1016/j.jenvman.2016.01.023
- CNH. 2016. Seguimiento a la exploración y extracción de aceite y gas en lutitas
- CNH. 2019. Programa Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos 2015-2019. Secretaría de Energía Available at: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-quinquenal-de-licitaciones-para-la-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos-2015-2019> [Accessed 24 September 2019]
- CONAGUA. 2016. Estadísticas del Agua en México Edición 2016
- CONAGUA. 2017. Presas y Acueductos para abastecimiento de agua potable: Acueducto Monterrey VI
- 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. *Geoscientific Model Development* DOI: 10.5194/gmd-8-1991-2015
- Davies R, Foulger G, Bindley A, Styles P. 2013. Induced seismicity and hydraulic fracturing for the recovery of hydrocarbons. *Marine and Petroleum Geology* 45: 171–185 DOI: 10.1016/j.marpetgeo.2013.03.016
- DEOEPSA. 2017. Environment Baseline Vol . 4 : Energy-Water Nexus
- Dingman SL. 2002. Water in soils: infiltration and redistribution. *Physical Hydrology*: 222–242
- DOF-03/03/2005. 2005. NORMA OFICIAL MEXICANA NOM-143-SEMARNAT-2003, QUE ESTABLECE LAS ESPECIFICACIONES AMBIENTALES PARA EL MANEJO DE AGUA CONGÉNITA ASOCIADA A HIDROCARBUROS
- DOF-08/03/2016. 2016. ACUERDO por el que se actualiza la disponibilidad media anual de las aguas superficiales nacionales de las 731 cuencas hidrológicas que comprenden las 37 regiones hidrológicas en que se encuentra dividido los Estados Unidos Mexicanos
- DOF. 2017. Lineamientos para la protección y conservación de las aguas nacionales en actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.: 1–5
- DOF-16/03/2017. 2017. DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimien
- DOF-20/04/2015. 2015. ACUERDO por el que 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

- DOF-25/01/2019. 2019. NORMA Oficial Mexicana NOM-009-ASEA-2017, Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos
- DOF. 2013. Decreto por el que se reforma y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía
- Döll P, Müller Schmied H, Schuh C, Portmann F, Eicker A. 2014. Global-scale assessment of groundwater depletion and related groundwater abstractions: Combining hydrological modeling with information from well observations and GRACE satellites. *Water Resources Research* 6 (4): 446 DOI: 10.1016/0022-1694(68)90080-2
- Eaton JW. 2001. Octave: Past, Present, and Future. In DSC 2001 Proceedings of the 2nd International Workshop on Distributed Statistical Computing March 15-17, Vienna, Austria.
- EIA. 2011. Review of Emerging Resources: U.S. Shale Gas and Shale Oil Plays
- 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.
- EIA. 2015. Mexico. International energy data and analysis
- EIA. 2017. Annual Energy Outlook 2017 with projections to 2050. *Journal of Physics A: Mathematical and Theoretical* DOI: DOE/EIA-0383(2017)
- Escalera-Alcocer JA. 2012. Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México. In ExpoForo PEMEX 2012.
- European Commission. 2015. Study on the application in relevant Member States of the Commission recommendation on minimum principles for the exploration and production of hydrocarbons (such as shale gas) using high-volume hydraulic fracturing in Poland DOI: 10.2779/76422
- Freyman M. 2014. Hydraulic Fracturing & Water Stress: Water Demand by the Numbers. *Ceres* (February): 85
- Funk C, Verdin A, Michaelsen J, Peterson P, Pedreros D, Husak G. 2015. A global satellite-assisted precipitation climatology. *Earth Syst. Sci. Data* 7: 275–287 DOI: 10.5676/DWD
- Gallegos TJ, Varela BA, Haines SS, Engle MA. 2015. Hydraulic fracturing water use variability in the United States and potential environmental implications. *Water Resources Research* 51 (7): 5839–5845 DOI: 10.1002/2015WR017278
- Gassert F, Landis M, Luck M, Reig P, Shiao T. 2014. Aqueduct Global Maps 2.1: Constructing decision-relevant global water risk indicators. World Resources Institute (April): 31
- George PG, Mace RE, R. P. 2011. Aquifers of Texas. Report 380. Austin, TX (2011). Available at: http://www.twdb.texas.gov/publications/reports/numbered_reports/doc/R380_AquifersofTexas.pdf

- Gilblom K, Patel T. 2016. bloomberg. Fracking in Europe Available at: <https://www.bloomberg.com/quicktake/fracking-europe> [Accessed 22 November 2016]
- González IA. 2013. Metodología para desarrollar balances de aguas subterráneas: caso de estudio acuífero Allende-Piedras Negras, Coahuila
- Goodwin S, Carlson K, Knox K, Douglas C, Rein L. 2014. Water intensity assessment of shale gas resources in the Wattenberg Field in Northeastern Colorado. *Environ. Sci. Technol.* 48 (10): 5991–5995
- Gorelick N. 2012. Google Earth Engine. AGU Fall Meeting Abstracts 15: 11997 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rse.2009.01.007>
- Green RT, Winterle JR, Prikryl JD. 2008. Discharge from the Edwards Aquifer through the Leona River floodplain, Uvalde, Texas. *Journal of the American Water Resources Association* 44 (4): 887–901 DOI: [10.1111/j.1752-1688.2008.00187.x](https://doi.org/10.1111/j.1752-1688.2008.00187.x)
- GSI (Graham Sustainability Institute). 2015. High Volume Hydraulic Fracturing In Michigan Integrated Assessment
- Guo K, Zhang B, Wachtmeister H, Aleklett K. 2017. Characteristic Production Decline Patterns for Shale Gas Wells in Barnett. 5 (1): 12–21 DOI: [10.24910/jsustain/5.1/1221](https://doi.org/10.24910/jsustain/5.1/1221)
- Guo M, Lu X, Nielsen CP, McElroy MB, Shi W, Chen Y, Xu Y. 2016. Prospects for shale gas production in China: Implications for water demand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 66: 742–750 DOI: [10.1016/j.rser.2016.08.026](https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.026)
- Hammes U, Eastwood R, McDaid G, Vankov E, Shultz J, Smye K, Potter E, Ikonnikova S, Tinker S. 2014. Regional assessment of the Eagle Ford Group of south Texas, USA: insights from lithology, pore volume, water saturation, organic richness and productivity correlations. *Igarss 2014* 4 (1): 1–5 DOI: [10.1007/s13398-014-0173-7.2](https://doi.org/10.1007/s13398-014-0173-7.2)
- Hand DJ. 2007. Principles of data mining. In *Drug Safety* 621–622. DOI: [10.2165/00002018-200730070-00010](https://doi.org/10.2165/00002018-200730070-00010)
- Hansen E, Mulvaney D, Betcher M. 2013. Water Resource Reporting and Water Footprint from Marcellus Shale Development in West Virginia and Pennsylvania
- Hanson L, Habicht S, Daggupati P, Srinivasan R, Faeth P. 2017. Modeling Changes to Streamflow, Sediment, and Nutrient Loading from Land Use Changes Due to Potential Natural Gas Development. *Journal of the American Water Resources Association* 53 (6): 1293–1312 DOI: [10.1111/1752-1688.12588](https://doi.org/10.1111/1752-1688.12588)
- Hengl T, De Jesus JM, Heuvelink GBM, Gonzalez MR, Kilibarda M, Blagotić A, Shangguan W, Wright MN, Geng X, Bauer-Marschallinger B, et al. 2017. SoilGrids250m: Global gridded soil information based on machine learning. *PLoS ONE* DOI: [10.1371/journal.pone.0169748](https://doi.org/10.1371/journal.pone.0169748)

- Henry CM, Allen DM, Huang J. 2011. Groundwater storage variability and annual recharge using well-hydrograph and GRACE satellite data. *Hydrogeology Journal* 19 (4): 741–755 DOI: 10.1007/s10040-011-0724-3
- Hernández-Espriú A, Arciniega-Esparza S, Macías-Medrano S. 2019a. Water use spatio-temporal mapping linked to hydraulic fracturing across the Eagle Ford Play , Texas (USA). *Terra Digitalis* 3 (1): 1–5
- Hernández-Espriú A, Wolaver B, Arciniega-Esparza S, Scanlon B, Young MH, Nicot J-P, Macías-Medrano S, Breña-Naranjo JA. 2019b. A screening approach to improve water management practices in undeveloped shale plays, with application to the Transboundary Eagle Ford Formation in northeast Mexico. *Journal of Environmental Management*
- Hollmann R, Merchant CJ, Saunders R, Downy C, Buchwitz M, Cazenave A, Chuvieco E, Defourny P, De Leeuw G, Forsberg R, et al. 2013. The ESA climate change initiative: Satellite data records for essential climate variables. *Bulletin of the American Meteorological Society* 94 (10): 1541–1552 DOI: 10.1175/BAMS-D-11-00254.1
- Horner RM, Harto CB, Jackson RB, Lowry ER, Brandt AR, Yeskoo TW, Murphy DJ, Clark CE. 2016. Water Use and Management in the Bakken Shale Oil Play in North Dakota. *Environmental Science and Technology* 50 (6): 3275–3282 DOI: 10.1021/acs.est.5b04079
- Hou AY, Kakar RK, Neeck S, Azarbarzin AA, Kummerow CD, Kojima M, Oki R, Nakamura K, Iguchi T. 2014. The global precipitation measurement mission. *Bulletin of the American Meteorological Society* DOI: 10.1175/BAMS-D-13-00164.1
- Hoyer S, Hamman JJ. 2017. xarray: N-D labeled Arrays and Datasets in Python. *Journal of Open Research Software* DOI: 10.5334/jors.148
- Hualan R, Hiroko B. 2013. Global Land Data Assimilation System Version 2 (GLDAS-2) Products
- Huber PJ. 1981. Robust Statistics. DOI: 10.1002/9780470434697
- Huffman GJ, Adler RF, Bolvin DT, Nelkin EJ. 2010. The TRMM Multi-satellite Precipitation Analysis (TMPA). In *Satellite Rainfall Applications for Surface Hydrology* 3–22. DOI: 10.1007/978-90-481-2915-7₁
- IAPG 2012. Operación de Reservorios no Convencionales
- IEA. 2017. Key World Energy Statistics DOI: 10.1787/9789264039537-en
- IHS Energy. 2011. Petroleum Information Data Model (PIDM) 2.5 Data Management System
- Ikonnikova SA, Male F, Scanlon BR, Reedy RC, McDaid G. 2017. Projecting the Water Footprint Associated with Shale Resource Production: Eagle Ford Shale Case Study. *Environmental Science and Technology* 51 (24): 14453–14461 DOI: 10.1021/acs.est.7b03150

- IMTA. 2005. Estudio hidrogeológico de los acuíferos el hundido y cuatrociénegas, Coahuila Available at: http://www.beg.utexas.edu/staffinfo/pdf/scanlon_gwswr2005.pdf
- IWMI. 2007. Water for food Water for life: Comprehensive Assessment of Water Management in Agriculture. Washington, DC, USA.
- Jackson RE, Gorody AW, Mayer B, Roy JW, Ryan MC, Van Stempvoort DR. 2013. Groundwater protection and unconventional gas extraction: The critical need for field-based hydrogeological research. *Groundwater* 51 (4): 488–510 DOI: 10.1111/gwat.12074
- Johnson EG, Johnson LA. 2012. Hydraulic Fracture Water Usage in Northeast British Columbia: Locations, Volumes, And Trends. Victoria, BN, Canada.
- Kim J-W, Lu Z. 2018. Association between localized geohazards in West Texas and human activities, recognized by Sentinel-1A/B satellite radar imagery. *Scientific Reports* 8 (1): 4727 DOI: 10.1038/s41598-018-23143-6
- Kondash A, Vengosh A. 2015. Water Footprint of Hydraulic Fracturing. *Environmental Science & Technology Letters* 2 (10): 276–280 DOI: 10.1021/acs.estlett.5b00211
- Kondash AJ, Lauer NE, Vengosh A. 2018. The intensification of the water footprint of hydraulic fracturing. *Science Advances* 4 (8) DOI: 10.1126/sciadv.aar5982
- Kummerow C, Barnes W, Kozu T, Shiue J, Simpson J. 1998. The tropical rainfall measuring mission (TRMM) sensor package. *Journal of Atmospheric and Oceanic Technology* 15 (3): 809–817 DOI: 10.1175/1520-0426(1998)015<0809:TTRMMT>2.0.CO;2
- Landerer FW, Dickey JO, Güntner A. 2010. Terrestrial water budget of the Eurasian pan-Arctic from GRACE satellite measurements during 2003-2009. *Journal of Geophysical Research Atmospheres* 115 (23) DOI: 10.1029/2010JD014584
- Lesser y Asociados. 2012. Balance geohidrológico acuífero Allende-Piedras Negras, 2012. Coahuila.
- Lester Y, Ferrer I, Thurman EM, Sitterley KA, Korak JA, Aiken G, Linden KG. 2015. Characterization of hydraulic fracturing flowback water in Colorado: Implications for water treatment. *Science of the Total Environment* 512–513 (February 2016): 637–644 DOI: 10.1016/j.scitotenv.2015.01.043
- Leys C, Ley C, Klein O, Bernard P, Licata L. 2013. Detecting outliers: Do not use standard deviation around the mean, use absolute deviation around the median. *Journal of Experimental Social Psychology* 49 (4): 764–766 DOI: 10.1016/j.jesp.2013.03.013
- Lin Z, Lin T, Lim SH, Hove MH, Schuh WM. 2018. Impacts of Bakken Shale Oil Development on Regional Water Uses and Supply. *JAWRA Journal of the American Water Resources Association* 54 (1): 225–239 DOI: 10.1111/1752-1688.12605
- Livneh B, Pierce DS, Bohn TJ, Munoz-Ariola F, Nijssen B, Cayan D, Vose R, Brekki LD. 2015. Development of a spatially comprehensive, daily hydrometeorological data set for Mexico, the conterminous U.S., and southern Canada: 1950-2013. *Nature Scientific Data* 2: 150042

Livneh B, Rosenberg EA, Lin C, Nijssen B, Mishra V, Andreadis KM, Maurer EP, Lettenmaier DP. 2013. A long-term hydrologically based dataset of land surface fluxes and states for the conterminous United States: Update and extensions. *J. Clim.* 26 (23): 9384–9392 DOI: 10.1175/JCLI-D-12-00508.1

Lubner V. 2015. Climate Change Impacts on Hydropower in the Rio Grande River Basin Available at: http://uwm.edu/centerforwaterpolicy/wp-content/uploads/sites/170/2013/10/Rio-Grande_Agriculture_Final.pdf

Lund L. 2014. Decline Curve Analysis of Shale Oil Production Decline Curve Analysis of Shale Oil Production : The The Case of Eagle Ford.UPPSALA UNIVERSITET.

Lyne V, Hollick M. 1979. Stochastic time variable rainfall runoff modeling. National Committee on Hydrology and Water Resources of the Institution of Engineers (Hydrology and Water Resources Symposium Perth 1979 Proceedings): 89–92

Magoon LB, Beaumont EA. 1999. Petroleum Systems. In Exploring for Oil and Gas Traps, Beaumont EA (ed.).AAPG; 34.

Masanet E, Chang Y, Gopal AR, Larsen P, Morrow WR, Sathre R, Shehabi A, Zhai P. 2013. Life-Cycle Assessment of Electric Power Systems. *Annual Review of Environment and Resources* 38 (1): 107–136 DOI: 10.1146/annurev-environ-010710-100408

McKinney W. 2011. pandas: a Foundational Python Library for Data Analysis and Statistics. Python for High Performance and Scientific Computing

McMahon JE, Price SK. 2011. Water and Energy Interactions. *Annual Review of Environment and Resources* 36 (1): 163–191 DOI: 10.1146/annurev-environ-061110-103827

Mekonnen MM, Hoekstra AY. 2012. The blue water footprint of electricity from hydropower. *Hydrology and Earth System Sciences* 16 (1): 179–187 DOI: 10.5194/hess-16-179-2012

Miller J. 1991. Reaction-Time Analysis with Outlier Exclusion---Bias Varies with Sample-Size. *Quarterly Journal of Experimental Psychology, Section A---Human Experimental Psychology*

Mitchell AL, Small M, Casman E a. 2013. Surface water withdrawals for Marcellus Shale gas development: performance of alternative regulatory approaches in the Upper Ohio River Basin. *Environmental science & technology* 47 (22): 12669–78 DOI: 10.1021/es403537z

Mu Q, Zhao M, Running SW. 2011. Improvements to a MODIS global terrestrial evapotranspiration algorithm. *Remote Sensing of Environment* 115 (8): 1781–1800 DOI: 10.1016/j.rse.2011.02.019

National Intelligence Council. 2012. Global Trends 2030: Alternative Worlds. DOI: 978-1-929667-21-5

Neteler M, Bowman MH, Landa M, Metz M. 2012. GRASS GIS: A multi-purpose open source GIS. *Environmental Modelling and Software* DOI: 10.1016/j.envsoft.2011.11.014

Nicot J-P, Scanlon BR. 2012. Water use for shale gas production in Texas, U.S. *Environmental Science & Technology* 46: 3580–3586 DOI: 10.1021/es204602t

- Nicot J. 2009. Assessment of Industry Water-Use in the Barnett Shale Gas Play (Fort Worth Basin). *Guslf Cost Association of Geological Societies Transactions* 59: 539–551
- Nicot JP, Scanlon BR, Reedy RC, Costley RA. 2014. Source and fate of hydraulic fracturing water in the barnett shale: A historical perspective. *Environmental Science and Technology* 48 (4): 2464–2471 DOI: 10.1021/es404050r
- NOM-011-CNA-2000. 2002. Conservación del recurso acua que establece las especificaciones y el método para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales. 2: 2–17
- NOM-011-CONAGUA-2015. 2018. Conservación del recuso agua que establece las especificaciones y el método para determinar la disponibilidad media anual de las aguas nacionales: 1–24
- Norton Rose Fulbright. 2013. *Shale Gas Handbook* (NR Fulbright, ed.).
- Oikonomou PD, Kallenberger JA, Waskom RM, Boone KK, Plombon EN, Ryan JN. 2016. Water acquisition and use during unconventional oil and gas development and the existing data challenges: Weld and Garfield counties, CO. *Journal of Environmental Management* 181: 36–47 DOI: 10.1016/j.jenvman.2016.06.008
- Oil Marathon. 2014. *EAGLE FORD: Oil and Natural Gas Fact Book*. Houston, Texas.
- Oliphant TE. 2007. SciPy: Open source scientific tools for Python. *Computing in Science and Engineering* DOI: 10.1109/MCSE.2007.58
- ONU. 2010. El derecho humano al agua y al saneamiento. 28 De Julio De 2010
- Osborn SG, Vengosh A, Warner NR, Jackson RB. 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 108 (20): 8172–6
- Pedregosa F, Varoquaux G, Gramfort A, Michel V, Thirion B, Grisel O, Blondel M, Prettenhofer P, Weiss R, Dubourg V, et al. 2011. Scikit-learn: Machine Learning in Python. *Journal of Machine Learning Research* 12: 2825–2830
- PEMEX. 2013. *Provincias Petroleras de México*
- Pierre JP, Abolt CJ, Young MH. 2015. Impacts from Above-Ground Activities in the Eagle Ford Shale Play on Landscapes and Hydrologic Flows, La Salle County, Texas. *Environmental Management* 55 (6): 1262–1275 DOI: 10.1007/s00267-015-0492-2
- Pierre JP, Young MH, Wolaver BD, Andrews JR, Breton CL. 2017. Time Series Analysis of Energy Production and Associated Landscape Fragmentation in the Eagle Ford Shale Play. *Environmental Management* DOI: 10.1007/s00267-017-0925-1
- Python. 2015. Python: A dynamic, open source programming language. Python Software Foundation
- QGIS Development Team. 2015. QGIS Geographic Information System. Open Source Geospatial Foundation Project

- Rienecker MM, Suarez MJ, Gelaro R, Todling R, Bacmeister J, Liu E, Bosilovich MG, Schubert SD, Takacs L, Kim GK, et al. 2011. MERRA: NASA's modern-era retrospective analysis for research and applications. *Journal of Climate* 24 (14): 3624–3648 DOI: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1
- Robles-Morua A, Vivoni ER, Mayer AS. 2012. Distributed Hydrologic Modeling in Northwest Mexico Reveals the Links between Runoff Mechanisms and Evapotranspiration. *Journal of Hydrometeorology* 13 (Eltahir 1998): 785–807 DOI: 10.1175/JHM-D-11-0112.1
- Rodell M, Houser PR, Jambor U, Gottschalck J, Mitchell K, Meng C-J, Arsenault K, Cosgrove B, Radakovich J, Bosilovich M, et al. 2004. The Global Land Data Assimilation System. *Bull. Am. Meteorol. Soc.* 85 (March): 381–394 DOI: 10.1175/BAMS-85-3-381
- Rosa L, Rulli MC, Davis KF, D'Odorico P. 2018. The Water-Energy Nexus of Hydraulic Fracturing : A Global Hydrologic Analysis for Shale Oil and Gas Extraction Earth ' s Future. *Earth's Future* 6: 1–12 DOI: 10.1002/2018EF000809
- Rousseeuw PJ, Hubert M. 2011. Robust statistics for outlier detection. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Data Mining and Knowledge Discovery* DOI: 10.1002/widm.2
- RRC. 2019. Eagle Ford Shale Information Available at: <https://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-and-gas-formations/eagle-ford-shale-information/>
- Rui H, Mocko D. 2014. North America Land Data Assimilation Phase 2 (NLDAS-2) Products Available at: <papers2://publication/uuid/C786DF9F-BBCF-407D-82A8-61F4CF28660D>
- Sánchez de Llanos Á, Carbajar F, González JL, Del Río O, Gonzalvo J, García F, Gutiérrez D. 2015. Uso del agua en Nuevo León
- Sanchez R, Lopez V, Eckstein G. 2016. Identifying and characterizing transboundary aquifers along the Mexico-US border: An initial assessment. *Journal of Hydrology* 535 (August 2014): 101–119 DOI: 10.1016/j.jhydrol.2016.01.070
- Scanlon B, Reedy R, Nicot J-P. 2014a. Comparison of Water Use for Hydraulic Fracturing for Unconventional Oil and Gas versus Conventional Oil. *Environmental Science & Technology* 48: 12386–12393
- Scanlon BR, Duncan I, Reedy RC. 2013. Drought and the water–energy nexus in Texas. *Environmental Research Letters* 8 (4): 045033 DOI: 10.1088/1748-9326/8/4/045033
- Scanlon BR, Ikonnikova S, Yang Q, Reedy RC. 2020a. Will Water Issues Constrain Oil and Gas Production in the U.S.? *Environmental Science & Technology* DOI: 10.1021/acs.est.9b06390
- Scanlon BR, Reedy RC, Male F, Hove M. 2016. Managing the Increasing Water Footprint of Hydraulic Fracturing in the Bakken Play, United States. *Environmental Science and Technology* 50 (18): 10273–10281 DOI: 10.1021/acs.est.6b01375

- Scanlon BR, Reedy RC, Male F, Walsh M. 2017. Water Issues Related to Transitioning from Conventional to Unconventional Oil Production in the Permian Basin. *Environmental Science & Technology*: acs.est.7b02185 DOI: 10.1021/acs.est.7b02185
- Scanlon BR, Reedy RC, Philippe Nicot J. 2014b. Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? *Environmental Research Letters* 9 (12): 124011 DOI: 10.1088/1748-9326/9/12/124011
- Scanlon BR, Reedy RC, Xu P, Engle M, Nicot JP, Yoxtheimer D, Yang Q, Ikonnikova S. 2020b. Can we beneficially reuse produced water from oil and gas extraction in the U.S.? *Science of The Total Environment*: 137085 DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.137085
- Scanlon BR, Tachovsky JA, Keese K, Slade RM, Howard MT, Wells GL, Mullins GJ. 2005. Groundwater-Surface Water Interactions in Texas. (August) Available at: http://www.beg.utexas.edu/staffinfo/pdf/scanlon_gswsr2005.pdf
- Scherer L, Pfister S. 2016. Global water footprint assessment of hydropower. *Renewable Energy* 99: 711–720 DOI: 10.1016/j.renene.2016.07.021
- Seabold S, Perktold J. 2010. Statsmodels: Econometric and Statistical Modeling with Python. Proc of the 9th Python in Science Conf.
- SEMARNAT. 2012. Programa Hídrico Regional Visión 2030 Región Hidrológico-Administrativa VI Río Bravo. Ciudad de México.
- SEMARNAT. 2015. GUÍA DE CRITERIOS AMBIENTALES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS CONTENIDOS EN LUTITAS. México, DF. DOI: 10.1007/s13398-014-0173-7.2
- SENER. 2014. Ronda 0 PEMEX
- SENER. 2015. Prospectiva del Sector Eléctrico 2015-2029
- Seo KW, Wilson CR, Famiglietti JS, Chen JL, Rodell M. 2006. Terrestrial water mass load changes from Gravity Recovery and Climate Experiment (GRACE). *Water Resources Research* 42 (5) DOI: 10.1029/2005WR004255
- Shahbaz M, Khan S, Tahir MI. 2013. The dynamic links between energy consumption, economic growth, financial development and trade in China: Fresh evidence from multivariate framework analysis. *Energy Economics* 40: 8–21 DOI: 10.1016/j.eneco.2013.06.006
- Skoumal RJ, Brudzinski MR, Currie BS. 2015. Earthquakes induced by hydraulic fracturing in Poland township, Ohio. *Bulletin of the Seismological Society of America* 105 (1): 189–197 DOI: 10.1785/0120140168
- Slonecker E, Milheim L, Roig-Silva C. 2012. Landscape Consequences of Natural Gas Extraction in Bradford and Washington Counties, Pennsylvania, 2004–2010. *US Geological Survey Open ...: 2004–2010*

Smakhtin VU. 2001. Low flow hydrology: A review. *Journal of Hydrology* 240: 147–186 DOI: 10.1016/S0022-1694(00)00340-1

Solano R, Didan K, Jacobson A, Huete A. 2010. MODIS Vegetation Index User ' s Guide (MOD13 Series). The University of Arizona 2010 (May): 38

Stevens S, Kuuskraa V, O'Donnell J. 1999. Enhanced Oil Recovery Scoping Study. EPRI, Editor Available at: <http://scholar.google.com/scholar?hl=en&btnG=Search&q=intitle:Enhanced+Oil+Recovery+Scoping+Study#0>

Stevens SH, Moodhe KD. 2015. Evaluation of Mexico's Shale Oil and Gas Potential. *Advanced Resources International, Inc.* 177139: 1–13

TAMEST. 2017. Environmental and Community Impacts of Shale Development in Texas. Austin, Texas. DOI: 10.25238/TAMESTstf.6.2017

Tapley BD, Bettadpur S, Watkins M, Reigber C. 2004. The gravity recovery and climate experiment: Mission overview and early results. *Geophys. Res. Lett.* 31 (4)

Thompson SJ, Johnson DH, Niemuth ND, Ribic CA. 2015. Avoidance of unconventional oil wells and roads exacerbates habitat loss for grassland birds in the North American great plains. *Biological Conservation* 192: 82–90 DOI: 10.1016/j.biocon.2015.08.040

TWDB. 2018. Historical Groundwater Pumpage Estimates. Historical Groundwater Pumpage Available at: <http://www.twdb.texas.gov/waterplanning/waterusesurvey/historical-pumpage.asp> [Accessed 27 September 2018]

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) DOI: EPA/600/R-15/047a

U.S. Geological Survey (USGS). 2012. Landsat — A Global Land-Imaging Mission. U.S. Geological Survey Fact Sheet 2012-3072 (May): 4 Available at: <http://pubs.usgs.gov/fs/2012/3072/fs2012-3072.pdf>

UNESCO. 1979. Map of the world distribution of arid regions. Paris, France.

US Energy Information Administration. 2016. US Drilling Productivity Report

USGS. 2014. Assessment of Unconventional Oil and Gas Resources in Northeast Mexico, 2014

Valdelamar J. 2019. El Financiero. Gobierno analiza fracking sustentable: Oficina de la Presidencia Available at: <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/gobierno-analiza-fracking-sustentable-oficina-de-la-presidencia> [Accessed 18 September 2019]

Vandecasteele I, Marí Rivero I, Sala S, Baranzelli C, Barranco R, Batelaan O, Lavalley C. 2015. Impact of Shale Gas Development on Water Resources: A Case Study in Northern Poland. *Environmental Management* 55 (6): 1285–1299 DOI: 10.1007/s00267-015-0454-8

- Vengosh A, Jackson RB, Warner N, Darrah TH, Kondash A. 2014. A Critical Review of the Risks to Water Resources from Shale Gas Development and Hydraulic Fracturing in the United States. *Environmental Science & Technology* 16 (Understanding the Risks of Unconventional Shale Gas Development): 15
- Vidic RD, Brantley SL, Vandenbossche JM, Yoxtheimer D, Abad JD. 2013. Impact of shale gas development on regional water quality. *Science (New York, N.Y.)* 340 (May): 1235009 DOI: 10.1126/science.1235009
- Wachtmeister H, Lund L, Aleklett K, Höök M. 2017. Production Decline Curves of Tight Oil Wells in Eagle Ford Shale. *Natural Resources Research* 26 (3): 365–377 DOI: 10.1007/s11053-016-9323-2
- Walker EL, Anderson AM, Read LK, Hogue TS. 2017. Water Use for Hydraulic Fracturing of Oil and Gas in the South Platte River Basin, Colorado. *Journal of the American Water Resources Association* 53 (4): 839–853 DOI: 10.1111/1752-1688.12539
- Waskom M. 2018. Seaborn: statistical data visualization. Webpage
- Wittenberg H. 1994. Nonlinear analysis of flow recession curves. *IAHS* 221: 61–67
- Wittenberg H. 1999. Baseflow recession and recharge as nonlinear storage processes. *Hydrological Processes* 13 (January 1998): 715–726 DOI: 10.1002/(SICI)1099-1085(19990415)13:5<715::AID-HYP775>3.0.CO;2-N
- Wittenberg H. 2003. Effects of season and man-made changes on baseflow and flow recession: Case studies. *Hydrological Processes* 17 (April 2001): 2113–2123 DOI: 10.1002/hyp.1324
- WRI. 2014. Global Shale Gas Development, Water Availability and Business Risks
- Yang H, Huang X, Yang Q, Tu J, Li S, Yang D, Thompson JR. 2015. Water Requirements for Shale Gas Fracking in Fuling, Chongqing, Southwest China. *Energy Procedia* 76: 106–112
- Yu M, Weinthal E, Patiño-Echeverri D, Deshusses MA, Zou C, Ni Y, Vengosh A. 2016. Water Availability for Shale Gas Development in Sichuan Basin, China. *Environmental Science & Technology* 50 (6): 2837–2845 DOI: 10.1021/acs.est.5b04669
- Zhao Y. 2012. R and data mining: Examples and case studies. Elsevier. Available at: <http://www.rdatamining.com/books/rdm%5Cnhttp://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/B9780123969637000015>

VIII. ANEXOS

Anexo I. Rondas de licitación de la CNH

Tabla.A 1 Rondas de licitación de la CNH para exploración y explotación de recursos convencionales y no convencionales terrestres y marinos. Fuente: elaboración propia a partir de los datos publicados por la CNH.

Ronda	Licitación	Convocatoria	Licitación	Contrato	Ubicación	Región	Áreas contractuales	Tipo de hidrocarburo	Área total [km ²]
Ronda 1	1	12/2014	07/2015	Producción compartida	Aguas someras	Cuencas del Sureste	14	Petróleo crudo	4222
	2	02/2015	09/2015	Producción compartida	Aguas someras	Cuencas del Sureste	5	Aceite ligero, gas	279
	3	05/2015	12/2015	Licencia	Terrestre	Burgos	8	Gas	421
						Región Norte	5	Aceite y gas	63.3
						Región sur	12	Aceite y gas	270.8
4	12/2015	12/2016	Licencia	Aguas Profundas	Cinturón Plegado Perdido	4	Aceite super ligero	8219	
					Cuenca Salina	6	Aceite ligero	15617	
Ronda 2	1	07/2016	06/2017	Producción compartida	Aguas Someras	Tampico-Misantla	4	Aceite ligero y ligero	5196
						Veracruz	1	Gas húmedo	825
						Cuencas del Sureste	10	Aceite ligero	5908
	2	08/2016	07/2017	Licencia	Terrestre	Burgos	9	Gas húmedo	3872
						Cuencas del Sureste	1	Aceite super ligero	347
						Burgos	4	Gas húmedo	661.2
						Tampico-Misantla	1	Aceite y gas húmedo	72.1
	3	11/2016	07/2017	Licencia	Terrestre	Veracruz	3	Aceite ligero y gas seco	1184.9
						Cuencas del Sureste	6	Aceite ligero, gas seco y gas húmedo	676
						Cinturón Plegado Perdido	9	Aceite ligero y aceite super ligero	18757.8
4	07/2017	01/2018	Licencia	Aguas Profundas	Cordilleras Mexicanas	10	Aceite ligero, gas seco y gas húmedo	24328.2	
					Cuenca Salina	10	Aceite super pesado y aceite ligero	23338.9	
Ronda 3	1	09/2017	03/2018	Producción compartida	Aguas Someras	Burgos	14	Gas húmedo y aceite ligero	8423.8
						Tampico-Misantla-Veracruz	13	Aceite ligero y gas seco	12409.2
						Cuencas del Sureste	8	Aceite y gas	5209.5
	2	01/2018	07/2018	Licencia	Terrestre	Burgos	21	Gas húmedo y gas seco	5829.2
						Tampico-Misantla-Veracruz	9	Aceite pesado, gas seco y gas húmedo	2130
						Cuencas del Sureste	7	Aceite y gas	1554
3	03/2018	09/2018	Licencia	Terrestre	Burgos	9	Gas húmedo y gas seco	2704.2	

Anexo II. Reconstrucción 3D de pozos de la base de datos IHS

La reconstrucción 3D de la geometría de los pozos de la base de datos IHS se realizó a partir de la información contenida en los archivos “down-hole-survey”, la cual reporta los desplazamientos relativos en xyz de cada paso de la perforación respecto a la ubicación del pozo en la superficie. La librería de Python PyShp fue usada para crear las capas vectoriales de polilíneas para su representación y análisis espacial. La representación 3D de un conjunto de pozos dentro de una plataforma de pozos en el play Eagle Ford se muestra en la [Figura.A 1](#).

Para identificar el segmento horizontal de la parte vertical de la tubería del pozo se consideró la recomendación de [Scanlon et al. \(2017\)](#), quienes indican que el inicio del segmento horizontal ocurre cuando, entre dos puntos consecutivos de la perforación, el ángulo vertical es igual o menor a 2.5 grados. A partir de este punto y hasta el final de la tubería se define como el segmento horizontal del pozo, mientras que el resto se considera como segmento vertical, tal como se muestra en el esquema de la [Figura.A 2](#).

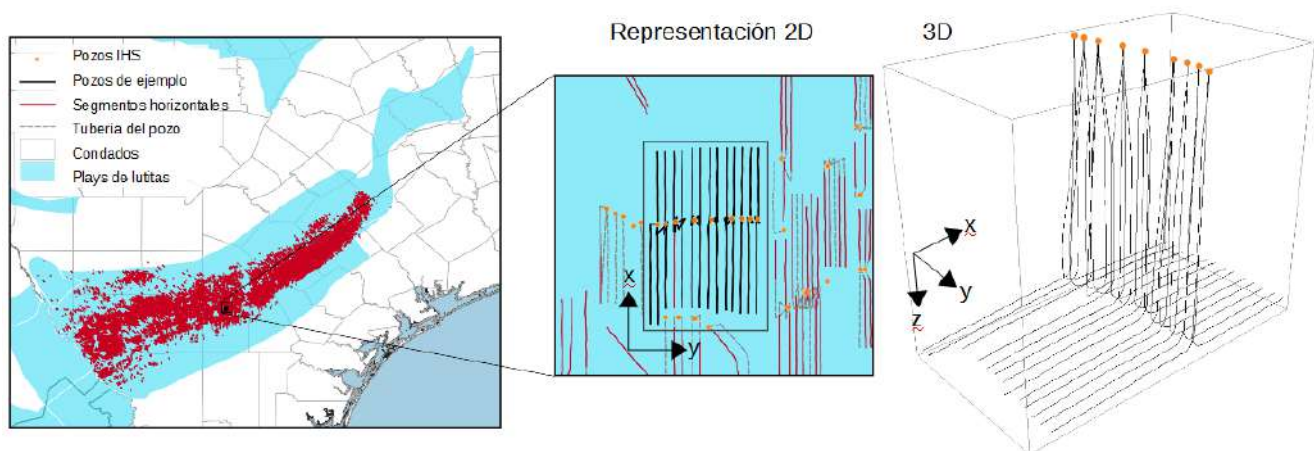


Figura.A 1. Representación 2D y 3D de la tubería de pozos de fracturamiento hidráulico en el play Eagle Ford.

De la [Figura.A 2](#) se aprecian dos propiedades de los segmentos de gran relevancia para esta investigación: la longitud horizontal (l) de los pozos y la separación lateral (d). La longitud horizontal fue calculada para cada pozo a partir de la suma de las diferencias entre puntos de perforación del “down-hole-survey”. Cabe destacar que al aplicar el criterio de 2.5 grados para detectar segmentos horizontales, algunos pozos fueron clasificados en su totalidad como verticales a pesar de presentar una inclinación, a estos pozos se les conoce como falsos horizontales.

Por el otro lado, la separación lateral (l) fue calculada para un conjunto de plataformas de pozos que presentaron un arreglo uniforme, como el que se muestra en la [Figura.A 2](#). Las separaciones laterales calculadas fueron promediadas, dando un valor 170 m de separación.

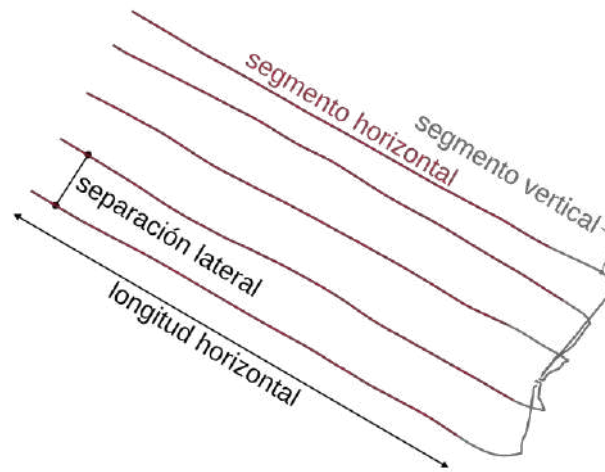


Figura.A 2. Esquema de los segmentos horizontales y verticales de pozos de fracturamiento hidráulico.

Anexo III. Desarrollo de Fracturamiento Hidráulico en Texas

Tabla.A 2 Estadísticos anuales del desarrollo de FH derivados de FracFocus para los plays de Texas

Play	Año	No. Pozos	FH uso de agua [m ³ /pozo]						
			Media	Std	Min	25%	50%	75%	Max
Eagle Ford	2011	66	14217	4764	3935	11892	14049	16758	29944
	2012	699	16647	8594	85	11182	14414	21767	54483
	2013	3534	19001	8808	80	12653	17152	24798	60074
	2014	3982	24031	10863	24	15986	22469	30507	68384
	2015	2283	28559	13234	239	18893	26665	36711	68901
	2016	1333	31173	13406	379	21398	28822	40646	68895
	2017	1399	36415	14312	56	26119	35689	46816	68855
Barnett	2011	15	19566	12880	406	10999	16158	29900	40841
	2012	281	12449	8997	0	3631	13687	19131	43539
	2013	1130	11482	9289	1	2115	12292	17627	45276
	2014	989	9444	9448	6	1720	5867	15536	46736
	2015	519	8130	8861	8	780	4923	13948	42347
	2016	109	5619	8983	7	76	958	8641	36479
	2017	121	10357	12598	0	58	517	19062	40304
Haynesville	2011	3	9541	15369	440	669	898	14092	27285
	2012	79	24786	14201	80	16872	26982	32312	71699
	2013	176	22240	19458	29	3972	19604	32088	94162
	2014	201	28801	23898	12	5136	23680	51844	87363
	2015	94	36990	23292	42	20073	34094	57550	81640
	2016	60	20339	29850	34	250	1954	28672	112181
	2017	76	19302	23734	43	595	7777	29506	103035
Permian	2011	77	3710	5682	112	431	2560	4810	32365
	2012	2003	5604	8691	100	826	3777	5601	99022
	2013	5911	7038	10033	100	715	4090	6892	64634
	2014	6024	11216	14776	100	986	4852	16390	97745
	2015	3274	20026	20183	100	1988	10899	35278	99745
	2016	2127	32729	26979	101	4059	33329	54850	100820
	2017	2604	41330	29337	100	7866	43926	64686	100611

Tabla.A 3 Estadísticos de uso de agua para FH, longitud horizontal de pozos, producción de hidrocarburos para el primer año y volumen de FP para el primer año a partir del inicio de la producción. Datos reportados por Kondash et al. (2018)

Formación	Zona	Año	No. Pozos	FH agua [m ³ /pozo]	Longitud* [m]	Agua/Lon* [m ³ /m]	Producción	FP volumen	Producción /	FP vol /	
							Primer año [10 ⁶ m ³ /pozo]	Primer año [m ³ /pozo]	FH agua [m ³ /m ³]	FH agua [m ³ /m ³]	
Eagle Ford	Gas	2011		17870	1480	12.08	17.772	1343	1000.0	0.08	
		2012	1966	13360	1507	8.87	18.056	4910	1428.6	0.37	
		2013	2230	13652	1560	8.75	16.457	6408	1250.0	0.47	
		2014	2503	14297	1512	9.46	15.766	8294	1111.1	0.58	
		2015	1639	20363	1572	12.96	24.401	20705	1250.0	1.02	
		2016	973	23457							
Haynesville	Gas	2011			1352		49.392	4663			
		2012	461	27585	1347	20.48	56.903	3853	2062.8	0.14	
		2013	397	23943	1347	17.78	53.306	4911	2226.4	0.21	
		2014	467	20359	1324	15.38	49.152	20238	2414.3	0.99	
		2015	340	27804							
		2016	251	32328							
Permian	Gas	2011		4897	1138	4.30	10.915	14233	2228.9	2.91	
		2012	82	4868	1186	4.10	11.983	15660	2461.6	3.22	
		2013	150	5531	1294	4.27	16.705	30372	3020.3	5.49	
		2014	232	7277	1358	5.36	20.332	44084	2794.0	6.06	
		2015	334	2381	1421	16.75	21.444	60031	9006.1	2.52	
		2016	358	42560	1428	29.80	25.152	74471	591.0	1.75	
Eagle Ford	Aceite	2011		16028	1631	9.83	0.019	2385	1.206	0.15	
		2012	1822	19110	1647	11.60	0.020	5395	1.064	0.28	
		2013	2165	20856	1691	12.34	0.021	7722	1.004	0.37	
		2014	1778	25112	1809	13.88	0.024	13350	0.968	0.53	
		2015	999	31071	1791	17.35	0.019	16928	0.605	0.54	
		2016	457	33492							
Permian	Aceite	2011		4897	1254	3.91	0.008	10070	1.69	2.06	
		2012	1009	4868	1276	3.81	0.011	15841	2.16	3.25	
		2013	1487	5531	1316	4.20	0.014	17612	2.54	3.18	
		2014	2319	7277	1363	5.34	0.023	23123	3.14	3.18	
		2015	2070	23812	1364	17.46	0.028	26578	1.18	1.12	
		2016	1977	42560	2243	18.97	0.034	29021	0.8	0.68	

* Longitud horizontal de los pozos

Anexo IV. Desarrollo de Fracturamiento Hidráulico en el play Eagle Ford

Tabla.A 4 Estadísticos del desarrollo de FH por zona de producción de hidrocarburos derivados de FracFocus e IHS en el play Eagle Ford para el periodo 2011-2017

Zona	Estadístico	Estadísticos FracFocus			Estadísticos IHS*						
		FH agua [m³/pozo]	TVD [m]	Frac ¹ [días]	FH agua [m³/pozo]	Arena [Ton/pozo]	Longitud ² [m]	TVD [m]	Agua/Lon ² [m³/m]	Arena/Agua [kg/m³]	Arena/Lon ² [kg/m]
Total	No. Pozos	13296	13296	13296	17222	17222	16631	16631	16631	17222	16631
	Media	25054	3038	8	29196	2787	2024	2260	14.8	90.2	1407
	Std	12781	636	6	7172	1466	354	393	3.2	35.3	641
	25%	15381	2481	4	25213	1859	1797	1953	13.0	73.6	991
	50%	23098	3034	7	28854	2625	1993	2253	14.7	92.9	1384
	75%	32110	3581	11	33318	3629	2229	2548	16.5	111.9	1730
Aceite	No. Pozos	5735	5735	5735	6946	6946	6946	6946	6946	6946	6946
	Media	27729	2905	8	30124	3079	2020	2133	15.2	98.1	1530
	Std	11906	537	6	7103	1445	378	370	3.4	34.0	671
	25%	19549	2481	6	26625	2263	1782	1860	13.4	85.7	1195
	50%	24345	2950	8	29176	2793	1993	2164	14.7	97.6	1434
	75%	33987	3306	10	34386	3994	2225	2350	16.9	118.7	1909
Gas húmedo	No. Pozos	6763	6763	6763	9610	9610	9610	9610	9610	9610	9610
	Media	24720	3145	9	29074	2697	2027	2349	14.5	88.1	1319
	Std	10882	575	6	6910	1389	335	385	3.1	31.8	603
	25%	16380	2591	5	25147	1808	1810	2027	12.8	71.6	911
	50%	24345	3119	8	28854	2580	1993	2318	14.7	91.7	1329
	75%	29728	3634	11	32772	3409	2231	2651	16.2	106.9	1614

* Los estadísticos de IHS para la zonas de Gas y Aceite corresponden únicamente a los pozos

¹ Días necesarios para el fracturamiento de la roca

² Longitud horizontal de pozos

Tabla.A 5 Valores promedio anuales del desarrollo de FH por tipo de pozo derivados de IHS para el play Eagle Ford

Tipo	Año	No. Pozos	FH agua [m ³ /pozo]	Arena [Ton/pozo]	Longitud [m]	TVD [m]	Agua/Lon [m ³ /m]	Arena/Agua [kg/m ³]	Arena/Lon [kg/m]
Horizontal	2011	2012	24196	2030	1907	2262	12.8	84.1	1061
	2012	3329	27502	2343	1977	2265	14.1	82.2	1181
	2013	3743	28544	2583	2005	2258	14.5	86.2	1290
	2014	4038	31560	3277	2079	2234	15.4	99.8	1583
	2015	2061	33154	3638	2093	2292	16.0	105.8	1743
	2016	910	33861	3786	2119	2277	16.2	106.1	1804
	2017	538	31432	3245	2042	2271	15.7	95.1	1627
Vertical	2011	139	19717	889				41.8	
	2012	125	20353	800				33.5	
	2013	84	20959	868				31.1	
	2014	139	21825	1050				31.9	
	2015	52	18509	325				8.9	
	2016	24	25570	1891				52.3	
	2017	28	21145	872				21.5	

Tabla.A 6 Comparación de la densidad de pozos estimada con FracFocus e IHS para el play Eagle Ford

Fuente	Estadístico	Densidad de pozos [pozos/km ²]							
		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2011-2017
Frac Focus	No Pozos	48	133	2797	4143	2428	1422	1735	12706
	No Celdas	37	87	682	743	503	319	345	1179
	Media	0.052	0.061	0.164	0.223	0.193	0.178	0.201	0.431
	Std	0.026	0.039	0.170	0.230	0.201	0.196	0.204	0.513
	Min	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
	25%	0.040	0.040	0.040	0.040	0.080	0.040	0.080	0.080
	50%	0.040	0.040	0.120	0.160	0.120	0.120	0.120	0.200
	75%	0.040	0.080	0.200	0.320	0.240	0.240	0.240	0.640
	Max	0.160	0.240	1.360	1.680	1.640	1.320	1.440	3.400
IHS	No Pozos	2151	3454	3827	4177	2113	934	566	17222
	No Celdas	599	680	634	607	386	215	166	1020
	Media	0.144	0.203	0.241	0.275	0.219	0.174	0.136	0.675
	Std	0.140	0.183	0.234	0.253	0.210	0.155	0.107	0.692
	Min	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040	0.040
	25%	0.040	0.080	0.080	0.080	0.080	0.080	0.040	0.120
	50%	0.080	0.160	0.160	0.200	0.160	0.120	0.120	0.440
	75%	0.200	0.280	0.320	0.360	0.280	0.240	0.160	1.000
	Max	1.440	1.440	1.600	1.760	1.880	0.760	0.560	3.680

Tabla.A 7 Características de los piezómetros dentro y alrededor del play Eagle Ford, Texas

Play	ID Pozo	Acuífero	Tipo de acuífero	Longitud	Latitud	Profundidad del pozo [m]	Elevación del pozo [m]
Dentro	6862104	Carrizo-Wilcox	Confinado	-98.36	29.12	281.9	179.8
	7738103	Carrizo-Wilcox	Confinado	-99.36	28.48	635.2	141.7
	7702509	Carrizo-Wilcox	Confinado	-99.83	28.92	223.7	224.0
Fuera	6950302	Edwards	Confinado	-99.78	29.21	87.5	275.8
	5862208	Carrizo-Wilcox	Libre	-97.29	30.11	193.9	160.9
	5953915	Gulf Coast	Libre	-98.38	30.17	249.9	85.3
	6837203	Edwards	Confinado	-98.43	29.48	266.4	222.8
	6919401	Trinity	Confinado	-99.72	29.68	249.9	486.2
	5850301	Edwards	Confinado	-97.78	30.21	118.3	199.0
	8017502	Gulf Coast	Libre	-96.95	28.68	312.7	20.7

Tabla.A 8 Características de las cuencas hidrográficas en el play Eagle Ford utilizadas para el análisis de interacciones de agua subterránea y superficial

Estación	Control	Acuífero	Long	Lat	Area [km ²]	Perim [km]	Zmean [msnm]	Zmin [msnm]	Zmax [msnm]	Pozos FracFocus
8109700	Análisis	Carrizo-Wilcox	96°54'21.99"W	30°20'35.7"N	607	189	147	99	226	4
8110100	Análisis	Carrizo-Wilcox	96°32'35.97"W	30°25'2.42"N	498	176	121	75	199	89
8176900	Análisis	Gulf of Coast	97°13'32.45"W	28°51'45.92"N	926	234	91	41	180	468
8186000	Análisis	Carrizo-Wilcox	97°55'29.7"W	29°1'26.46"N	2121	573	252	91	617	82
8193000	Análisis	Carrizo-Wilcox	99°41'5.06"W	28°30'14.38"N	10408	921	384	153	740	540
8194000	Análisis	Carrizo-Wilcox	99°14'32.62"W	28°25'32.96"N	13383	1084	338	118	740	3294
8194500	Análisis	Carrizo-Wilcox	98°33'44.68"W	28°18'49.04"N	20976	1470	268	64	740	4330
8205500	Análisis	Carrizo-Wilcox	99°8'31.45"W	28°44'12.75"N	8924	664	347	144	739	276
8206600	Análisis	Carrizo-Wilcox	98°32'54.67"W	28°28'0.09"N	11377	904	302	77	739	2036
8206700	Análisis	Carrizo-Wilcox	98°32'52.82"W	28°35'15.98"N	2042	395	175	85	318	399
8208000	Análisis	Carrizo-Wilcox	98°16'43.35"W	28°37'26.77"N	2971	400	138	62	256	644
8117500	Control	Gulf of Coast	95°52'3.93"W	29°20'1.18"N	1220	362	59	24	142	0
8154700	Control	Trinity	97°47'7"W	30°22'20.42"N	58	51	271	177	341	0
8155200	Control	Trinity	97°55'26.02"W	30°17'49.29"N	230	105	341	235	460	0
8155240	Control	Trinity	97°50'38.64"W	30°16'28.12"N	277	129	328	192	460	0
8158600	Control	Trinity	97°39'14.79"W	30°17'0.94"N	141	88	218	142	302	0
8158700	Control	Trinity	98°0'28.54"W	30°5'1.36"N	320	121	377	278	512	0
8158810	Control	Trinity	97°56'20.08"W	30°9'20.87"N	32	30	326	270	380	0
8160800	Control	Gulf of Coast	96°31'50.95"W	29°47'58.61"N	44	45	110	77	141	0
8162600	Control	Gulf of Coast	96°9'27.09"W	28°56'11.68"N	409	164	23	14	43	0
8164000	Control	Gulf of Coast	96°41'12.72"W	28°57'33.17"N	2074	393	82	21	180	231
8164600	Control	Gulf of Coast	96°49'1.42"W	28°53'22.39"N	210	141	47	24	79	0
8164800	Control	Gulf of Coast	96°41'35.9"W	28°42'28.45"N	151	138	22	4	40	0
8171000	Control	Trinity	98°5'16"W	29°59'37.31"N	919	230	423	257	619	0
8171300	Control	Trinity	97°54'33.87"W	29°58'41.82"N	1080	275	403	199	619	0
8172000	Control	Carrizo-Wilcox	97°39'6.12"W	29°39'51.5"N	2172	437	299	110	619	0
8172400	Control	Trinity	97°40'43.16"W	29°55'37.1"N	287	107	192	139	275	0
8178565	Control	Trinity-Edwards	98°27'1.17"W	29°19'20.82"N	422	196	269	158	547	0
8178800	Control	Trinity-Edwards	98°24'39.28"W	29°21'23.94"N	485	185	294	173	452	0
8189500	Control	Gulf of Coast	97°16'39.38"W	28°17'27.46"N	1804	359	73	14	167	12
8189700	Control	Gulf of Coast	97°37'18.67"W	28°16'56.54"N	639	177	77	35	138	1
8198500	Control	Trinity-Edwards	99°28'47.09"W	29°18'48.05"N	618	234	502	279	716	0

Anexo V. Disponibilidad de agua en cuencas y acuíferos de México

Tabla.A 9 Disponibilidad anual en las cuencas que conforman la zona de estudio en México. Fuente: CONAGUA

Clave	Cuenca	RHA	Clasificación	Disponibilidad anual [Hm3]					
				2011	2012	2013	2014	2015	2016
2421	Río San Rodrigo	Río Bravo	Sin disponibilidad	-437.60	-437.60	0.00	-313.17	-313.17	-296.42
2422	Río Bravo 8	Río Bravo	Sin disponibilidad	-737.80	-737.80	0.00	-605.29	-605.29	-606.91
2423	Río Escondido	Río Bravo	Sin disponibilidad	-437.60	-437.60	0.00	-313.17	-313.17	-296.42
2424	Río Bravo 9	Río Bravo	Sin disponibilidad	-737.80	-737.80	0.00	-605.29	-605.29	-606.91
2425	Río Bravo 10	Río Bravo	Sin disponibilidad	-737.80	-737.80	0.00	-605.29	-605.29	-606.91
2426	Río Sabinas	Río Bravo	Sin disponibilidad	-437.60	-437.60	0.00	-313.17	-313.17	-296.42
2427	Río Nadadores	Río Bravo	Sin disponibilidad	-437.60	-437.60	0.00	-313.17	-313.17	-296.42
2428	Río Salado	Río Bravo	Sin disponibilidad	-437.60	-437.60	-313.17	-313.17	-313.17	-296.42
2429	Río Bravo 11	Río Bravo	Sin disponibilidad	-737.80	-737.80	-605.29	-605.29	-605.29	-606.91
2430	Río Alamo	Río Bravo	Sin disponibilidad	-2.50	-2.50	-14.43	-14.43	-14.43	-14.38
2431	Río Salinas	Río Bravo	Sin disponibilidad	-1.10	-1.10	-1.00	-1.00	-1.00	-0.82
2432	Río Pesquería	Río Bravo	Sin disponibilidad	-31.90	-31.90	-27.28	-27.28	-27.28	-25.28
2433	Río San Juan 1	Río Bravo	Sin disponibilidad	-69.50	-69.50	-91.80	-91.80	-91.80	-82.00
2434	Río San Juan 2	Río Bravo	Con disponibilidad	-142.50	-142.50	0.13	0.13	0.13	-120.78
2435	Río San Juan 3	Río Bravo	Sin disponibilidad	-405.30	-405.30	-258.05	-258.05	-258.05	-247.79
2436	Río Bravo 12	Río Bravo	Sin disponibilidad	-516.60	-516.60	-384.83	-384.83	-384.83	-383.51
2528	Río Potosí 1	Golfo Norte	Con disponibilidad	9.21	9.21	12.04	12.04	12.04	11.01
2529	Río Potosí 2	Golfo Norte	Con disponibilidad	17.62	17.62	21.52	21.52	21.52	21.19
2530	Río Camacho	Golfo Norte	Con disponibilidad	2.03	2.03	3.37	3.37	3.37	5.11
2531	Río Pablillo 1	Golfo Norte	Con disponibilidad	2.07	2.07	4.73	4.73	4.73	6.26
2532	Río Pablillo 2	Golfo Norte	Con disponibilidad	6.48	6.48	12.58	12.58	12.58	17.57
2533	Arroyo Los Anegados o Conchos	Golfo Norte	Con disponibilidad	13.60	13.60	14.49	14.49	14.49	15.07
2534	Río Conchos	Golfo Norte	Con disponibilidad	64.66	64.66	84.89	84.89	84.89	91.06
2535	Río San Lorenzo	Golfo Norte	Con disponibilidad	118.49	118.49	113.49	113.49	113.49	121.59
2536	Arroyo Burgos	Golfo Norte	Con disponibilidad	18.01	18.01	17.66	17.66	17.66	18.66
2537	Río San Fernando 1	Golfo Norte	Con disponibilidad	354.66	354.66	356.07	356.07	356.07	388.23
3501	Valle Hundido	CCN	Con disponibilidad	5.70	2.53	2.53	2.53	2.53	2.68
3503	Laguna del Guaje - Lipanés	CCM	Con disponibilidad	39.12	28.56	28.56	28.56	28.56	27.59

Tabla.A 10 Disponibilidad y componentes del balance de agua subterránea de los acuíferos en la zona de estudio en México. Fuente: CONAGUA

Clave	Acuífero	Volúmenes de salidas y entradas 2016 [Hm3]						Disponibilidad anual de agua subterránea [Hm3]			
		DNC	VCAS	VEALA	VAPTYR	VAPRH	R	2011*	2014*	2015*	2016**
501	Allende - Piedras Negras	274.40	149.41	42.28	16.20	0	496.60	18.1	18.3	73.7	14.3
502	Cañón del Derramadero	5.10	27.43	1.40	0.06	0	31.60	0.0	0.0	-10.5	-2.4
504	Cuatrociénegas - Ocampo	6.40	45.04	19.11	5.11	0	57.90	0.0	9.5	10.3	-17.8
505	General Cepeda - Saucedá	30.50	76.70	98.88	0.00	0	113.40	0.0	0.0	6.5	-92.7
506	El Hundido	0.00	22.38	0.81	1.38	0	20.20	0.8	0.0	-2.2	-4.4
507	Monclova	24.90	112.64	41.38	0.05	0	145.10	0.0	0.0	-16.5	-33.9
508	Paredon	3.30	25.25	32.56	0.44	0	23.60	0.0	0.0	-5.0	-37.9
510	Saltillo - Ramos Arizpe	2.70	90.47	15.85	0.01	0	66.00	0.0	0.0	-6.3	-43.0
511	Región Manzanera - Zapaliname	3.60	60.03	26.02	0.38	0	55.50	0.0	0.0	-8.1	-34.5
512	Región Carbonífera	39.10	35.55	34.06	0.00	0	84.10	9.5	9.5	9.4	-24.6
514	Hidalgo	0.00	2.11	1.48	0.00	0	3.80	1.7	1.7	1.7	0.2
515	Santa Fe del Pino	1.00	0.16	0.50	0.00	0	19.50	18.3	18.3	18.3	17.8
517	Laguna El Guaje	0.10	0.15	27.78	0.00	0	15.80	15.6	15.6	15.5	-12.2
519	Castaños	5.10	7.73	8.62	0.00	0	18.90	6.0	6.1	6.1	-2.5
525	Las Delicias	0.20	4.13	0.00	0.00	0	6.20	4.1	4.1	3.3	1.9
527	Valle de San Marcos	0.00	0.00	0.31	0.00	0	10.70	10.7	10.7	10.7	10.4
528	Cuatrociénegas	130.20	4.70	11.51	4.18	0	143.00	10.7	10.7	9.8	-7.6
1901	Lampazos - Villaldama	8.00	10.62	7.05	0.00	0	20.50	2.0	1.9	1.9	-5.2
1902	Sabinas - Paras	17.70	57.77	31.89	0.00	0	46.00	0.0	0.0	-29.5	-61.4
1903	Lampazos - Anahuac	18.00	3.36	3.96	0.00	0	66.60	45.2	45.2	45.2	41.3
1905	Agualeguas - Ramones	0.00	12.19	7.82	0.00	0	35.30	22.9	23.1	23.1	15.3
1906	Área Metropolitana de Monterrey	45.80	99.88	5.60	0.00	0	143.70	0.0	0.0	-56.3	-7.6
1907	Campo Buenos Aires	0.00	62.80	0.00	0.00	0	57.00	0.0	0.0	-5.8	-5.8
1908	Campo Mina	0.00	31.22	0.24	0.00	0	24.00	0.0	0.0	-7.2	-7.5
1909	Campo Durazno	0.00	9.08	0.86	0.00	0	9.60	0.0	0.0	-0.4	-0.3
1910	Campo Topo Chico	0.00	2.91	0.00	0.00	0	3.50	0.6	0.6	0.6	0.6
1911	Cañón del Huajuco	0.00	28.66	0.00	0.03	0	26.80	6.4	5.9	-1.8	-1.9
1912	Citricola Norte	1.90	239.29	93.32	0.00	0	330.70	0.0	0.0	-119.5	-3.8
1913	China - General Bravo	0.00	8.27	4.01	0.00	0	23.90	15.7	15.7	15.7	11.6
1914	Citricola Sur	47.10	65.78	31.99	0.00	0	75.10	0.0	0.0	-37.2	-69.8
1918	Campo Jaritas	0.00	0.00	0.03	0.00	0	2.90	2.9	2.9	2.9	2.9
1919	Campo Cerritos	0.00	1.56	0.93	0.00	0	3.00	1.3	1.4	1.4	0.5
1920	Campo Papagayos	0.00	2.30	0.10	0.00	0	2.50	0.2	0.2	0.2	0.1
1924	El Carmen - Salinas - Victoria	6.20	48.45	17.92	0.00	0	53.80	0.0	0.0	-0.5	-18.8
2801	Bajo Río Bravo	9.70	64.45	5.57	1.40	0	198.50	138.2	135.5	129.7	117.4
2802	Méndez - San Fernando	14.20	17.59	2.42	0.00	0	50.10	18.3	18.3	18.3	15.9
2804	San Carlos	5.10	3.31	0.01	0.00	0	22.70	15.3	14.8	14.5	14.3

DNC: descarga natural comprometida; VCAS: volumen total concesionado de agua subterránea; VEALA: volumen de extracción de agua en las zonas de suspensión provisional de libre alumbramiento y en los inscritos en el Registro Nacional Permanente; VAPTYR: volumen de extracción de agua pendiente de título y/o registro en el REPDA; VAPRH: volumen de agua correspondiente a reservas, reglamentos y programación hídrica; R: recarga media anual; * NOM-011-CNA-2000; ** nom-011-CONAGUA-2015