



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Consumo hídrico en los procesos de
fracturamiento hidráulico y sus
implicaciones en el desarrollo de
plays de shale gas/oil**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Oropeza Bonfanti Rodrigo

Leal Villavicencio Fernando Abel

DIRECTOR DE TESIS

Dr. José Antonio Hernández Espriú



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

*A la Facultad de Ingeniería y a la Universidad Nacional Autónoma de México,
por la formación que nos ha brindado y por todas las amistades que con
nuestros compañeros y maestros hemos forjado.*

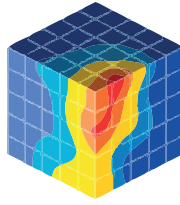
*A nuestros padres y hermanos que a lo largo de todo este trayecto nos han acompañado,
ayudado y aconsejado. Son ustedes nuestra mayor inspiración
y motivación para seguir creciendo, aprendiendo y mejorando.
Gracias Fabiola y Javier por siempre estar a nuestro lado.*

*A nuestros mejores amigos que gracias a su lealtad, sinceridad, nobleza
y fraternidad hoy en día los podemos llamar hermanos.
Gracias Emilio, Mari y Agustín.*

*A nuestro director de tesis, José Antonio Hernández Espriu y al Ing. Sergio
Enrique Macías Medrano cuyo apoyo y sabiduría nos permitió aprender
y crecer como estudiantes, como ingenieros y como seres humanos.
Gracias por todas sus lecciones, recomendaciones y reflexiones.*

*Es gracias a todos ustedes que es posible el presente trabajo.
Esperamos enorgullecerlos.*

*Rodrigo Oropeza Bonfanti.
Fernando Abel Leal Villavicencio.*



The
HYDRO
geology
Group
FACULTY OF ENGINEERING
UNAM



CONTRIBUCIÓN DEL GRUPO DE HIDROGEOLOGÍA DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA, UNAM

Este documento representa la Tesis No. 24 del Grupo de Hidrogeología de la Facultad de Ingeniería (UNAM) como parte de su contribución científica y de formación de recursos humanos especializados en la evaluación cuantitativa de acuíferos.

This bachelor's dissertation represents the Thesis No. 24 of the Hydrogeology Group, Faculty of Engineering (UNAM) as part of our scientific contribution and human resources development in quantitative groundwater hydrology.

<http://www.ingenieria.unam.mx/hydrogeology/>

Twitter: @hydrogeologymx

Resumen

Los recursos no convencionales de hidrocarburos en el mundo representan una gran oportunidad para aumentar el suministro energético primario a nivel mundial y evitar que la producción mundial siga decayendo. Particularmente en México, el aceite y gas en lutitas constituye más del 50 % de los recursos prospectivos del país. No obstante, las desventajas del desarrollo de plays de shale gas/oil radican en la potencial afectación al ambiente y a los recursos hídricos aledaños a las zonas de explotación.

Asimismo, la escasez de agua en las zonas donde se ubican los plays de shale gas/oil presenta grandes obstáculos para el desarrollo de los mismos, por lo que es objeto de esta tesis observar y analizar si el fracturamiento hidráulico (FH) potencialmente afectará los consumos de agua en las cuencas de Burgos, Sabinas y la Plataforma Burro-Pichacos, así como analizar la tendencia de los consumos de agua en la formación Eagle Ford al sur de Texas, para poder extrapolar posibles escenarios de consumo hídrico y optimizar el uso de agua en la explotación de los recursos de shale gas/oil en el noreste de México.

Integramos 4,800 registros de pozos no convencionales en el play de la Eagle Ford en Texas de enero del año 2015 a agosto del año 2017, tomando como fuente de información la base de datos pública Frac Focus 3.0 Chemical Disclosure Registry (fracfocus.org) y evaluamos con criterios estadísticos los usos de agua en correlación con las variables: profundidad del pozo, duración del trabajo de fracturamiento, tipo de producción en el play y ubicación, que determinan la variabilidad espacial del consumo hídrico en estos procesos. Asimismo, realizamos escenarios de consumo total y anual para el desarrollo de los bloques no convencionales a licitar en las cuencas del noreste de México, que tienen una correlación estratigráfica con la Eagle Ford en Texas. Para esto estimamos una densidad de pozos y analizamos los cambios que podrían darse en la disponibilidad media anual de los acuíferos ubicados dentro del play, de acuerdo a los registros oficiales publicados por la CONAGUA.

Los resultados sugieren que la variación del consumo de agua puede ser explicado por la ubicación en la que se encuentran los pozos, tomando en cuenta factores geológicos como el contenido de carbonatos, la compactación de la formación o el contenido de lutitas. Asimismo, se observó una mediana de consumo hídrico de 28,304 m³/pozo y en un escenario de máximo desarrollo de los bloques de lutitas al norte de México con 3510 pozos al año, la disponibilidad hídrica de los acuíferos en la zona tendría una disminución por encima del 60 %. El 50 % de los acuíferos tendrán un requerimiento de agua menor al 10 % de su disponibilidad anual para el FH mientras que el 17 % superan un requerimiento de 40 % de la disponibilidad anual.

Abstract

Unconventional oil and gas resources represent an opportunity to increase the primary energy supply worldwide, to further avoid future production decrease. In México, shale gas and shale oil denote more than 50 % of the prospective resources countrywide. However, the main drawback of shale gas/oil development relies in negative impacts in ecosystems, surface/groundwater pollution, induced seismicity and furthermore, the large volumes of water involved in the hydraulic fracturing (HF) process.

In addition, water scarcity in regions where shale gas/oil formations are located is probably the foremost obstacle during their exploitation. The aims of this work is two-fold: (1) to analyze the key factors that ultimate affect water use in HF, and (2) to establish the HF water use trend across the Eagle Ford Play in Texas, and use it as a proxy to assess future scenarios for HF water use in the northern part of Mexico, where correlative units of the Eagle Ford play in Texas, have been located within the Sabinas and Burgos basins and the Burro-Pichachos platform.

We integrated a database of more than 4,800 unconventional oil and gas wells records in the Eagle Ford Play (Texas), from January 2015 – August 2017, using FracFocus Frac Focus 3.0 Chemical Disclosure Registry (fracfocus.org) as the main source of information. We analyzed our database by means of statistical criteria, to further stablish HF water use correlation among the following variables: well vertical depth, frac job duration, production window, i.e., oil, wet gas, dry gas, and overall location. In addition, we developed scenarios for total and annual groundwater availability during potential shale gas/oil development schemes within in the unconventional leasing blocks in the Mexican part of the play. These scenarios were generated using a well density estimate in order to assess annual groundwater availability for each aquifer management unit in the study area.

Our results suggest that HF water use can be better elucidated by the well location, which considers geologic factors such as the carbonate percentage, formation compaction, and/or the shale percentage. We found that the HF median water use is in the order of 28,304 m³/well. In addition, considering a masive development of 3,510 wells/year within the leasing blocks in NE Mexico , the annual groundwater availability (AGWA) of the whole region will decrease 60 % and only 17 % of the aquifers will have a water requirement above the AGWA by more than 40 %.

Índice general

Índice de figuras	VII
Índice de tablas	IX
1 Introducción	2
1.1 El petróleo en el mundo	2
1.2 Recursos no convencionales	4
1.3 Fracturamiento hidráulico	6
1.4 Importancia del agua en México	8
2 Play Eagle Ford	10
3 Métodos y Materiales	15
3.1 Recopilación de información	15
3.2 Comparación de datos internacionales y nacionales	15
3.2.1 Análisis de la base de datos de FracFocus	16
3.3 Análisis en The R Program	19
3.4 Predicción del consumo hídrico en México	20
4 Resultados y Discusiones	30
4.1 Consumo hídrico para el fracturamiento hidráulico en el mundo	30
4.2 Pozos no convencionales en México	31
4.3 Consumos de agua asociados al fracturamiento hidráulico en el play Eagle Ford en Texas (2015-2017)	32
4.4 Predicción del consumo hídrico en México	41
5 Conclusiones	48
A Anexo A	51
A.1 Figuras	51
B Anexo B	58
B.1 Aspectos importantes de la Reforma energética	58
B.2 Tipos de contratos	59
B.3 Proceso de Rondas	61
B.4 Ronda Cero	62
B.5 Proceso de licitación	64
B.6 PEMEX	66
B.7 Rondas No Convencionales	66
Bibliografía	68

Índice de figuras

Figura 1.1	Oferta y demanda de aceite en el mundo del año 2014 al año 2017 [4].	3
Figura 1.2	Demanda de gas natural del año 2000 al 2022. [4].	3
Figura 1.3	Evaluación de los recursos técnicamente recuperables de shale gas/oil en el mundo en el año 2013. [10].	5
Figura 1.4	Estrés hídrico en México. [45].	9
Figura 2.1	Áreas Prospectivas de shale gas/oil en la cuenca de Burgos [48].	11
Figura 2.2	Áreas prospectivas de shale gas en la cuenca de Sabinas [48].	12
Figura 2.3	Producción del Play Eagle Ford en la parte de Texas del año 2008 al año 2017 [Creado por los autores a partir de Railroad Commission of Texas, 2018. [46]]	13
Figura 2.4	Producción del campo Akal en México del año 1980 al año 2017	13
Figura 3.1	Mapa de la georreferenciación de los límites geológicos de la formación Eagle Ford con los pozos seleccionados. (Generado por los autores).	17
Figura 3.2	Resumen de los datos de la muestra utilizada para el análisis.	18
Figura 3.3	Densidad de pozos en toda la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	21
Figura 3.4	Densidad de pozos de la zona de aceite del año 2015 al año 2017.	22
Figura 3.5	Densidad de pozos de la zona de Gas y Condensados del año 2015 al año 2017.	22
Figura 3.6	Densidad de pozos de la zona de Gas Seco del año 2015 al año 2017.	23
Figura 3.7	Densidad de pozos en el año 2015 considerando las 3 zonas de producción	23
Figura 3.8	Densidad de pozos de la zona de Aceite en el año 2015.	24
Figura 3.9	Densidad de pozos en la zona de Gas y Condensados en el año 2015.	24
Figura 3.10	Densidad de pozos de las 3 zonas de producción en el año 2016.	25
Figura 3.11	Densidad de pozos en la zona de Aceite en el año 2016.	25
Figura 3.12	Densidad de pozos en la zona de Gas y Condensados en el año 2016.	26
Figura 3.13	Densidad de pozos de las 3 zonas de producción en el año 2017.	26
Figura 3.14	Densidad de pozos en la zona de aceite en el año 2017.	27
Figura 3.15	Densidad de pozos en la zona de Gas y Condensados en el año 2017.	27
Figura 4.1	Consumo total y promedio de los principales plays de lutitas en el mundo creado a partir de la Tabla. A.2. Los plays de E.U.A. consideran el numero de pozos hasta el año 2013, Vaca Muerta de Argentina contempla los pozos del año 2013 al año 2015, Fuling muestra los pozos del año 2014 y finalmente todos los plays de Canadá consideran el numero de pozos hasta el año 2015. [37, 41, 42, 46, 48, 49].	30
Figura 4.2	Consumo promedio por pozo y tipo de producción en USA. [37].	31

Figura 4.3	Consumo de agua, días de duración y profundidad en los trabajos de fracturamiento hidráulico por tipo de producción en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017. Los círculos superiores representan valores estadísticamente atípicos (outliers).	33
Figura 4.4	Consumo de agua vs días de duración por tipo de producción en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	34
Figura 4.5	Consumo de agua vs profundidad por tipo de producción en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	34
Figura 4.6	Días de duración vs profundidad por tipo de producción en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017. . .	35
Figura 4.7	Conglomerados de días y profundidad para los distintos tipos de producción en pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	36
Figura 4.8	Ubicación de los pozos con fracturamiento hidráulico por zonas en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	37
Figura 4.9	Ubicación de los pozos con fracturamiento hidráulico por condado en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	38
Figura 4.10	Consumo hídrico por condado en la zona de gas seco de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	38
Figura 4.11	Consumo hídrico por condado en la zona de aceite de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	39
Figura 4.12	Consumo hídrico por condado en la zona de gas y condensados de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	39
Figura 4.13	Consumo de agua en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford, por condado del año 2015 al año 2017.	40
Figura 4.14	Distribución de pozos en las 3 zonas de producción de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.	42
Figura 4.15	Categorizado de los bloques y acuíferos afectados por cada zona de producción de la Eagle Ford en México.	43
Figura 4.16	Disponibilidad hídrica inicial de los acuíferos afectados por los bloques de la Eagle Ford.	45
Figura 4.17	Disponibilidad hídrica inicial de los acuíferos afectados por los bloques de la Eagle Ford con 2,310 pozos.	45
Figura 4.18	Disponibilidad hídrica inicial de los acuíferos afectados por los bloques de la Eagle Ford con 3,510 pozos.	46
Figura A.1	Suministro mundial a* de energía primaria en 1973 y 2015 a) Mundial incluye aviación y bunkers marinos. b) incluye aceite de lutitas y de turbas. c) Incluyen geotérmica, solar, eólica y otras. [1].	51
Figura A.2	Proyección del suministro total de energía primaria al año 2040. [1].	52
Figura A.3	Consumo mundial de energía primaria en el año 2015 y 2016. [2].	52
Figura A.4	Consumo mundial de energía primaria según el tipo de combustible. [2].	53
Figura A.5	Producción de aceite y gas en México desde el año 1990 hasta diciembre del año 2017. [6].	53
Figura A.6	Distribución de los recursos prospectivos en México. [11].	54
Figura B.1	Resultado de rondas hasta noviembre del 2017. [77].	61
Figura B.2	Proceso de Implementación de Rondas. [72].	64
Figura B.3	Etapas del Proceso de Licitación. [67].	64
Figura B.4	Proceso Contractual. [75].	65

Índice de tablas

Tabla 1.1	Media anual del consumo hídrico (superficial y subterráneo) por sector dentro de 16 condados de la Eagle Ford en el periodo del año 2000 al 2012, el año 2010 (año con lluvias), el año 2011(año con poca lluvia) y el año 2012 (año con lluvia promedio). *1: Se considera el consumo de agua promedio en el sector minero durante el periodo del año 2000 al 2012, mientras que para cada año (2010, 2011 y 2012) se considera el consumo anual para el fracturamiento hidráulico reportado por La Junta de Desarrollo del Agua de Texas. [44]	8
Tabla 3.1	Número CAS para los principales químicos utilizados en los fluidos Fracturantes reportados en FracFocus.	17
Tabla 3.2	Pozos de la Eagle Ford desde el año 2009 al año 2017.	29
Tabla 4.1	Volumen de agua utilizado para el Fracturamiento Hidráulico según su producción y dirección por periodos de tiempo. [38].	31
Tabla 4.2	Consumo en pozos con fracturamiento hidráulico en México (Cuartos de Visualización del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, CNIH, 2017).	32
Tabla 4.3	Densidad de pozos por zona de producción del año 2015 al año 2017	42
Tabla 4.4	Escenarios de consumo por cuartiles para los bloques a licitar en cada zona de producción de la Eagle Ford en México.	43
Tabla 4.5	Disponibilidad de los acuíferos afectados por los bloques a licitar. Escenario con la media anual de pozos fracturado (2,310 pozos)	44
Tabla 4.6	Disponibilidad de los acuíferos afectados por los bloques a licitar. Escenario con la máxima cantidad de pozos desarrollados en la Eagle Ford en Texas (3,510 pozos)	44
Tabla A.1	Exposición promedio al estrés hídrico en los Plays de Lutitas en el mundo. [45].	55
Tabla A.2	Consumo hídrico en los principales plays de lutitas en el mundo. [37, 41, 42, 46, 48, 49].	56
Tabla A.3	Consumo hídrico en formaciones de lutitas con sus producciones. [41, 46]	57
Tabla B.1	Otorgamiento de reservas 2P y recursos prospectivos a PEMEX en Ronda Cero. [72].	62
Tabla B.2	Resumen de los proceso de licitación de las Rondas en México (creado por los autores).	62
Tabla B.3	Migraciones De Petróleos Mexicanos Sin Socio.	66
Tabla B.4	Migraciones De Petróleos Mexicanos Con Socio.	66
Tabla B.5	Asociaciones Estratégicas De Petróleos Mexicanos(FARMOUTS).	66

Tabla B.6 Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales. [72]. 67

Nomenclatura

MMtpce	—	<i>Millones de toneladas de petróleo crudo equivalente.</i>
MMbl/d	—	<i>Millones de barriles por día.</i>
MMMpcd	—	<i>Miles de millones de pies cúbicos diarios.</i>
Bbl	—	<i>Billón de barriles.</i>
MMMmcs	—	<i>Miles de millones de metros cúbicos estándar.</i>
MMMbl	—	<i>Miles de millones de barriles.</i>
Bpc	—	<i>Billón de pies cúbicos.</i>
MMMbpce	—	<i>Miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente.</i>
BPD	—	<i>Barriles por día.</i>
MMpcd	—	<i>Millones de pies cúbicos diarios.</i>
Hm³	—	<i>Hectómetros Cúbicos.</i>
MMMgal	—	<i>Miles de millones de Galones.</i>
MMML	—	<i>Miles de millones de Litros.</i>

Introducción

1.1. El petróleo en el mundo

Los recursos hidrocarburos como el petróleo y el gas, así como sus derivados han sido por muchos años y continúan siendo recursos no renovables indispensables para cualquier industria del mundo. En su reporte acerca de las Estadísticas Clave de la Energía Mundial, la Agencia Internacional de Energía (IEA por sus siglas en inglés) menciona que más del 53 % del suministro total de energía primaria en el mundo está constituido por petróleo y gas natural [1]. Asimismo el carbón en conjunto con el aceite de lutitas y aceite de turba (peat) constituyen el 28.1 % [1], por lo que los recursos hidrocarburos siguen representando más del 80 % del suministro total de energía primaria en el mundo, siendo este aproximadamente de 13,647 MMtpce [1]. Además, como se puede observar en la Fig. A.1 del Anexo A, el aumento en el uso de otras fuentes de energía como lo son la eólica, geotérmica, solar, nuclear, entre otras, solamente ha representado una disminución del 5.3 % [1] en el uso del carbón, aceite o gas natural en 41 años desde 1973 hasta el 2015. Mismo patrón que se puede comprobar al analizar los reportes de British Petroleum del año 2017 [2] (Fig. A.3 y A.4 del Anexo A). Inclusive, en la Fig. A.2 del Anexo A se muestra como la proporción mencionada no se verá afectada sustancialmente en un escenario al año 2040, por lo que el petróleo y el gas natural seguirán siendo los principales suministros energéticos durante cuando menos 3 décadas y se asume que aun falta mucho más para que ese escenario se vea modificado.

Kjell Aleklett (2007) [3] menciona que la producción mundial de petróleo excedió su clímax o punto máximo, indicando que globalmente se había alcanzado el cenit del petróleo o Pico de Hubbert. Por lo tanto solamente se puede esperar que éste vaya decreciendo a menos de que existan nuevos descubrimientos y mejores técnicas de explotación que permitan integrar nuevas reservas a nivel mundial. Conjuntamente, como se puede apreciar en la Fig. 1.1 que se muestra a continuación, en los últimos años la producción aceitera a nivel mundial ha ido disminuyendo, mientras que la demanda ha continuado en aumento, manteniendo una diferencia de 2 MMbl/d o menos en los últimos 4 años y a finales del año 2017 esta diferencia es de tan sólo 300,000 barriles diarios [4]. De igual manera, de acuerdo a las últimas proyecciones de la IEA, el suministro global de aceite podría tener serios problemas para abastecer la demanda aceitera para el año 2020 [5].

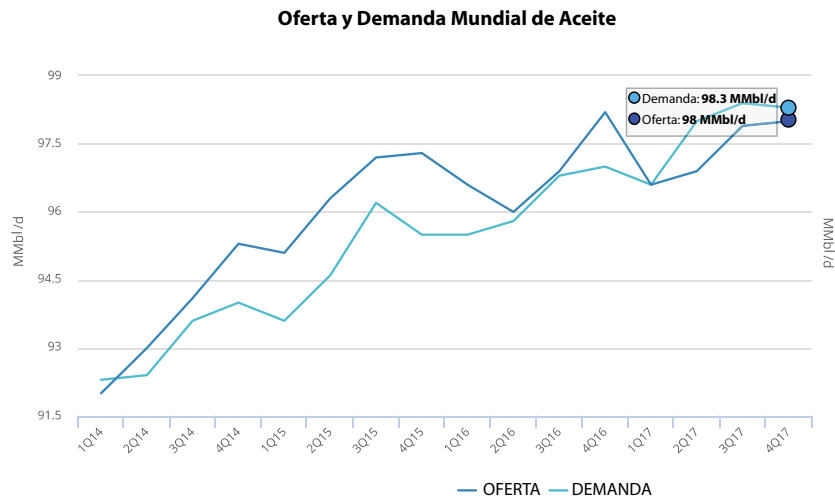


Figura 1.1: Oferta y demanda de aceite en el mundo del año 2014 al año 2017 [4].

El panorama global parece estable para los próximos 3 años; sin embargo, después de ese periodo las tendencias de la oferta y demandan apuntan a un panorama mucho más ajustado con capacidad de producción adicional hasta el año 2022 [5]. Asumiendo que la producción de aceite puede ir en aumento en los siguientes años, este crecimiento se detendrá para el año 2020 si la crisis y disminución de inversiones del periodo del 2015 - 2016 no se revierte y se aumenta la inversión para los futuros años. A pesar del aumento en otras fuentes de energía y del uso de vehículos eléctricos, la IEA estima que esto solamente representa una cantidad limitada de combustibles para el año 2022 [5]. Mencionando que para ese momento la demanda de aceite de India superará a la de China alcanzando una demanda mundial de aproximadamente 104 MMbbl/d [5], al superar el límite simbólico de 100 MMbbl/d en el año 2019 después de un aumento continuo en la demanda de los próximos 5 años. De igual manera, la demanda global de gas natural continuará en aumento y la producción debe incrementar para poder abastecer dicha demanda como se observa en la Fig. 1.2 que a continuación se presenta.

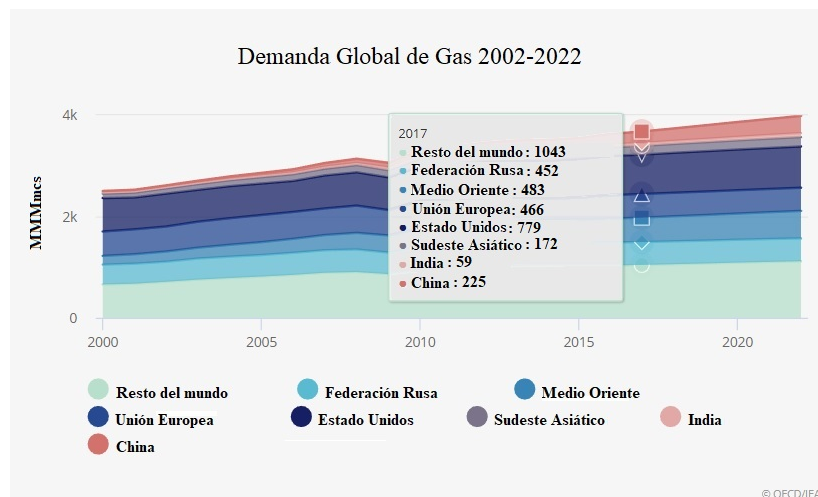


Figura 1.2: Demanda de gas natural del año 2000 al 2022. [4].

México no es la excepción a la regla. La producción nacional de petróleo y gas ha ido disminuyendo desde hace tiempo. La producción nacional de aceite alcanzó un pico máximo de 3.5 MMbbl/d en diciembre del año 2003 y permaneció bastante estable hasta el año 2006 en donde la producción comenzó a decrecer bajando a menos de 2 MMbbl/d en Julio del año 2017

[6]. De igual forma el pico de la producción de gas a nivel nacional se alcanzó en diciembre del año 2008 al obtener poco más de 7.3 MMMpc/d y ha ido disminuyendo desde entonces hasta llegar a 4.3 MMMpc/d en septiembre del año 2017 [6]. Esto se puede apreciar de mejor manera en la Fig. A.5 del Anexo A.

1.2. Recursos no convencionales

La problemática en la oferta y demanda de hidrocarburos en el mundo genera la necesidad de incorporar nuevas reservas. Esto se puede lograr mediante el descubrimiento de nuevos yacimientos o bien, mediante el desarrollo de nuevas y mejores técnicas que permitan explotar recursos que antes eran poco rentables o difíciles de extraer. Aquí es donde cobran su importancia todos los recursos no convencionales que se tienen en el mundo y en México. Gracias a los avances tecnológicos que se han tenido en los últimos años para mejorar las técnicas de exploración y perforación de yacimientos de hidrocarburos, se ha podido aumentar el acceso a recursos que antes no se podían explotar por su dificultad técnica o su baja rentabilidad. Estos yacimientos son conocidos como no convencionales.

La definición de aceite y gas natural no convencional puede ser muy ambigua y varía entre cada institución u organismo, ya que son términos que están en función de un determinado tiempo en donde se analicen las características de dichos recursos. Esto se ve afectado por la disponibilidad tecnológica que se tenga en ese momento, así como la situación económica mundial y muchos otros factores. A pesar de que la EIA (Asociación de Información Energética), define el aceite y gas natural no convencional como “aquellos recursos que no cumplen los criterios de los recursos convencionales” [7], en esta tesis se propone definir a los recursos no convencionales, como aquellos recursos hidrocarburos que son más difíciles de extraer en comparación con aquellos que se encuentran de forma convencional debido a las permeabilidades extremadamente bajas presentes en este tipo de yacimientos. Requiriendo de otras técnicas y tecnologías para su extracción y esto a su vez incurre en mayores costos.

Los principales yacimientos no convencionales de gas son: gas de lutitas o shale gas, metano en capas de carbono o CBD (coalbed methane) y gas en areniscas compactas o de baja permeabilidad, también conocido como tight gas. Asimismo, los yacimientos no convencionales de aceite incluyen aceite de lutitas o shale oil, aceite en areniscas compactas o tight oil, así como aceites extra pesados y bitumen. No obstante, es de interés de los autores del presente trabajo solamente analizar los yacimientos de shale gas/oil, por lo que este escrito se centrará en estos únicamente.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC por sus siglas en inglés), menciona en su boletín estadístico anual que las reservas probadas de aceite a nivel mundial para el año 2016 eran de un total de 1.492 Bbl [8]. De igual manera, las reservas probadas mundiales de gas natural para ese año eran de 200.539 MMMmcs [8]. El Consejo Mundial de Energía señala en su publicación del año 2016 que los recursos de shale oil en el mundo son aproximadamente de 6.05 Bbl, lo cual representa poco más de 4 veces el total de las reservas probadas de aceite convencional en todo el mundo [9]. Aunado a lo anterior, como se puede apreciar en la Fig. 1.3 que se muestra a continuación, la EIA estima que para el año 2013 los recursos técnicamente recuperables de shale oil en el mundo eran de 335 MMMbbl, lo que representa el 4.95% del total de recursos no convencionales estimados por la misma institución para ese año [10]. Igualmente, se puede apreciar que el volumen de gas de lutitas técnicamente recuperable es igual a 7,795 Bpc, lo que constituye un 21.78% del total de recursos de shale gas en el mundo para el año

2013 [10]. Colocando a México en el sexto lugar de los países con más shale gas en el mundo con 545 Bpc de shale gas y en el octavo lugar de los países con más shale oil en el mundo contando con 13 MMMbl de aceite de lutitas técnicamente recuperable [10].

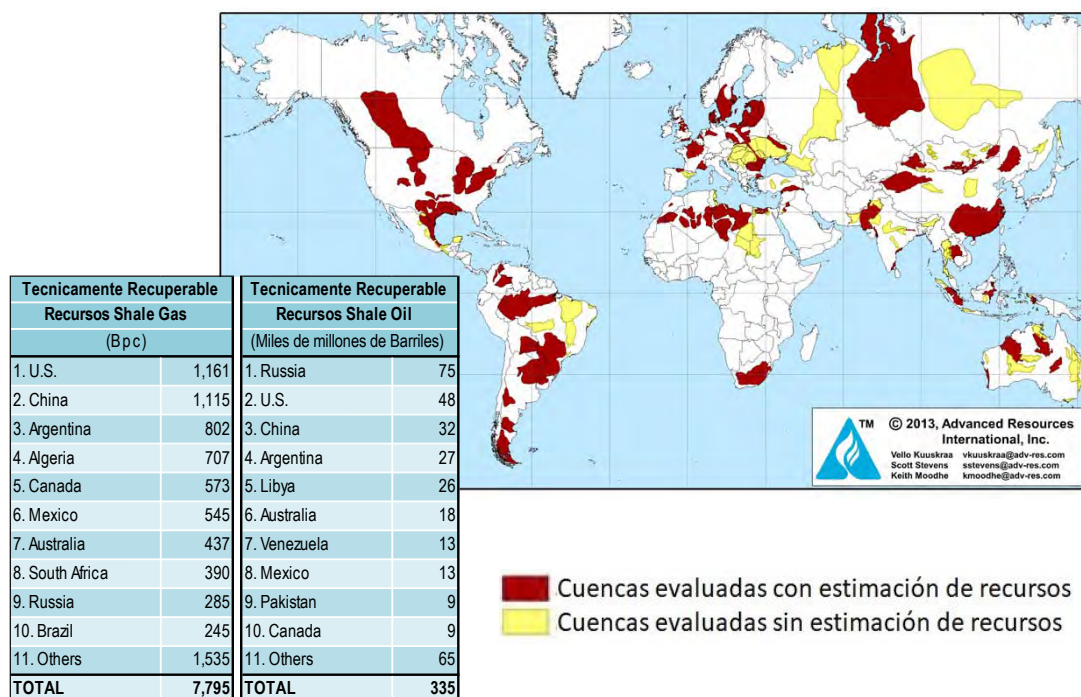


Figura 1.3: Evaluación de los recursos técnicamente recuperables de shale gas/oil en el mundo en el año 2013. [10].

Actualmente los recursos prospectivos de México constan de un total de 112.8 MMMbpce [11] de los cuales 60.2 MMMbpce corresponden a recursos no convencionales, lo cual representa más de la mitad de los recursos prospectivos de la nación. Asimismo el 46.1 % de los recursos prospectivos de petróleo pertenece a los recursos no convencionales, lo cual equivale a 31.9 MMMbl [11], de estos recursos no convencionales, más del 90 % se encuentra en el play Tampico-Misantla como se puede apreciar en la Fig. A.6 del Anexo A. Por otra parte, México cuenta con 217.9 Bpc de recursos prospectivos de gas, de los cuales 141.5 Bpc son recursos no convencionales, representando el 64.94 % del total [11]. Donde más del 80 % del gas no convencional se encuentra en dos plays: Burgos y Sabinas-Burro-Picachos, como se muestra en la Fig. A.6 del Anexo A.

Con lo anterior se puede apreciar claramente el gran potencial que presentan los recursos no convencionales de shale gas/oil en México y en el mundo en general. Recursos que pueden representar una buena alternativa para abastecer la creciente demanda que existe en el mundo. Solamente los Estados Unidos han incrementado más de un 40 % sus reservas probadas de gas desde el año 2006 [12]. Convirtiéndose en el año 2009 en el primer productor de gas en el mundo superando a Rusia, quien retomó el liderazgo por los siguientes dos años; sin embargo, a partir del año 2012 los Estados Unidos se han mantenido en el primer puesto de los países productores de gas superando a Rusia en el segundo lugar por más de 100 MMtpce en el año 2015 [13].

Actualmente la mayor producción de shale gas/oil, proviene de los Estados Unidos y Canadá. China y Argentina también han comenzado a explotar estos recursos exitosamente y en otras partes del mundo estos recursos permanecen casi sin explotar o con producciones poco significativas. Consecuentemente se puede asumir que una tendencia similar ocurrirá en el caso

de México si se comienzan a explotar los yacimientos de shale gas/oil, ya que en las Provincias Geológicas de Chihuahua, Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, se han encontrado plays con un gran potencial de shale gas/oil. Estos plays son considerados como análogos con las zonas productoras de las lutitas del Cretácico y Jurásico en el sur de Estados Unidos, particularmente las lutitas de Eagle Ford y Haynesville [14].

1.3. Fracturamiento hidráulico

La producción masiva de los recursos de shale gas/oil en el mundo solamente ha sido posible gracias a los avances tecnológicos generados en el sector energético que han permitido la creación de nuevas técnicas de explotación de hidrocarburos como lo son el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal. Estas técnicas están permitiendo un mejor y mayor acceso a los recursos no convencionales con precios competitivos que hacen su extracción más rentable, teniendo un gran impacto en los mercados globales. No obstante, existe una gran polémica acerca del fracking o fracturamiento hidráulico, por lo que se considera pertinente profundizar un poco más en el tema.

El fracturamiento hidráulico o fracking, es una técnica principalmente empleada para generar comunicación entre el yacimiento y el pozo al crear fracturas que se extienden desde el pozo hacia la formación. Estas fracturas aumentan la permeabilidad de la formación permitiendo que los hidrocarburos confinados en los poros de la roca, puedan fluir de mejor manera al pozo y posteriormente a superficie, aumentando o mejorando la producción de aceite y/o gas.

Esta técnica tiene su origen en el año 1858 cuando Preston Barmore realizó una fracturación en un pozo de gas en Fredonia, Nueva York; sin embargo, esta fracturación se realizó con pólvora [15]. La implementación formal del fracturamiento utilizando agua como fluido fracturante, fue realizada en el año 1947 por la empresa Stanolind Oil & Gas, quien realizó el primer fracturamiento hidráulico experimental en Grant County, Kansas [15]. Su uso más comercial y masivo comenzó a partir de la década de 1980 cuando esta técnica se probó exitosamente en las lutitas del play Barnett en los Estados Unidos [12]. Desde entonces se ha utilizado principalmente en yacimientos de muy bajas permeabilidades como lo son las arenas compactas o las lutitas, las cuales pueden alcanzar permeabilidades del orden de nanodarcys. No obstante, el fracking, también se ha empleado en yacimientos convencionales con la finalidad de remover el daño o mejorar la producción. Convirtiéndose en las últimas décadas en una de las operaciones más comunes en la terminación de pozos.

A pesar de que la idea original del fracturamiento hidráulico no ha cambiado mucho en los últimos años, las técnicas y materiales, así como los equipos utilizados sí han evolucionado. Actualmente existen muchos fluidos dependiendo de los requerimientos específicos que se tengan, además de que los equipos se han vuelto más sofisticados y han mejorado su capacidad, control de presiones, gasto, dosificaciones, entre otros elementos. Incluso se ha llegado a utilizar tubería flexible para realizar estas operaciones [16].

El método consiste en la inyección de un fluido a altas presiones provocando una falla o fractura en la formación para generar canales de flujo. Este fluido, conocido como fluido de fracturación, debe cumplir con ciertos requerimientos, características especiales y pasar por un alto control de calidad para que sea efectivo en el proceso de fracturación. Generalmente, los fluidos de fracturación más empleados son una mezcla de agua (90%), apuntalantes (arena o partículas cerámicas) (9%) y otros aditivos (1%) [12] o fluidos de alta viscosidad. Estos aditivos

se utilizan para reducir la fricción, así como para transportar la arena o el apuntalante que se haya seleccionado hasta las fracturas para que de esta manera se prevenga el cierre de las mismas conforme vaya decayendo la presión. Estos apuntalantes deben ser estudiados y analizados para determinar que tipo de apuntalante es el más indicado para soportar las presiones y evitar el cierre de las fracturas, ya que los granos de arena actúan dentro de la fractura como pilares de sostén. Después de unas horas de haber sido bombeado hacia el fondo del pozo, el fluido pierde viscosidad y se bombea para recuperarse en superficie.

En las últimas décadas, la tecnología ha evolucionado permitiendo sistemas de fracturación multietapa, así como aislar zonas no deseadas, ya que a pesar de que el tratamiento de fracking es diseñado para generar fracturas en zonas contenidas y bien definidas, anteriormente se tenía el problema de la migración de fracturas a capas contiguas del yacimiento lo cual provocaba la pérdida masiva de fluidos [12]. Asimismo, en algunos casos, la fracturación hidráulica es iniciada al bombear ácido (agua con algún ácido, usualmente ácido clorhídrico) para disolver una porción del material de la roca y abrir los poros de la formación para que el fluido pueda avanzar más rápidamente por la misma.

Todos estos avances han permitido hacer los procesos de fracturación hidráulica más eficientes y rentables; sin embargo, aun existe una gran polémica acerca de esta técnica y los posibles problemas ambientales que conlleva. Una de las mayores preocupaciones ambientales es la contaminación de los recursos hídricos superficiales y subterráneos. Autores como Cai y Ofterdinger [17] han buscado caracterizar el comportamiento del fluido a través de la fractura para evaluar los daños, así como posibles contaminaciones o afectaciones a acuíferos o recursos de agua dulce aledaños a las zonas de fracturación. El play de lutitas Marcellus, en la cuenca Appalachian del Noreste de los Estados Unidos es un perfecto ejemplo, ya que ha despertado el interés y preocupación de autores como Kerr [18] y Kargbo et al. [19], para analizar la posible contaminación ambiental. Asimismo existen autores y empresas como Vengosh et. al. [20] y The Dow Chemical Company [21] analizando los riesgos a los recursos hídricos e inconvenientes que pueden presentarse debido a las operaciones asociadas a la explotación de shale gas/oil. La migración de metano a pozos de agua dulce, agua subterránea y/o a la atmósfera es de principal interés para muchos autores, incluyendo a Howarth et al. [22, 23], Osborn et al. [24] y Jiang et al. [25].

De igual forma existen muchos autores que han realizado análisis y estudios acerca del tratamiento de agua, su control y reciclamiento, así como los impactos en la calidad del agua y contaminación de la misma; algunos de estos autores son: Crabtree et al. [26]; Vidic et. al. [27]; Llewellyn et al. [28]; Hand [29]; y Kerr [30]. Además otras preocupaciones ambientales relacionadas al fracturamiento hidráulico incluyen la contaminación del aire analizada por Petron et al. [31] y los riesgos a la salud humana para las poblaciones que habitan cerca de los pozos, discutido por Schmidt [32].

Asimismo, Ellsworth et al. [33] hablan acerca de la sismicidad inducida asociada a la inyección de fluidos a alta presión en el subsuelo. Kim [34] ha estudiado los epicentros de los pequeños temblores que se han presentado en un radio aproximado de 1 km del pozo y Meng [35] ha evaluado los cambios ambientales superficiales y del terreno aledaño a las zonas donde se realiza la fracturación hidráulica. Incluso Goodman et al. [36] habla acerca de los problemas ambientales asociados al tránsito del equipo para las operaciones de fracking.

Igualmente, en los últimos años ha incrementado el interés por cuantificar el consumo hídrico en este tipo de procesos y analizar los riesgos que implica una mala administración del agua,

convirtiéndose este recurso en uno de los más importantes y preocupantes debido a su uso masivo para las operaciones de fracturamiento hidráulico. Freyman [37], Gallegos y Varela [38], J. P. Nicot et al. [39, 40], Scanlon et al. [41], Guo et al. [42], Yang et al. [43]; son algunos de los autores que han cuantificado el consumo hídrico en las operaciones de fracking en diversos plays del mundo. Scanlon et al. [44] menciona que la demanda estimada de agua para el fracturamiento hidráulico dentro del play de la Eagle Ford en Texas, era de 68 MMML en el 2013. Este volumen de agua representa aproximadamente el 16 % del consumo hídrico total para esa fecha en la zona del play. A pesar de considerar un consumo promedio por pozo de $18,263 m^3$ [41], equivalente a 7.3 albercas olímpicas aproximadamente, el consumo hídrico para la fracturación hidráulica dentro de la Eagle Ford representa uno de los menores consumos hídricos por sector, tal como se puede apreciar en la Tabla. 1.1 que se presenta a continuación.

Sector	2000-2012			2010			2011			2012		
	MMMGal	MMML	% total	MMMGal	MMML	% total	MMMGal	MMML	% total	MMMGal	MMML	% total
Irrigación	76.6	290.1	69.3	63.1	238.7	65.7	90.9	344.1	65.2	68.3	258.6	62.4
Municipal	11.8	44.5	10.6	12.3	46.5	12.8	13.2	49.9	9.5	13.5	51	12.3
Electricidad por Vapor	9.3	35.1	8.4	8.5	32.3	8.9	18.5	70.1	13.3	7.4	28.1	6.8
Minería ¹	2.5	9.4	2.2	2.4	9.1	2.5	7	26.5	5	12.5	47.2	11.4
Ganado	7.5	28.2	6.7	7.8	29.3	8.1	7.9	29.7	5.6	5.7	21.8	5.3
Manufactura	2.9	11.1	2.7	1.9	7.2	2	2	7.5	1.4	2	7.7	1.8
Total	110.6	418.5	100	96	363.2	100	139.5	527.9	100	109.5	414.3	100

Tabla 1.1: Media anual del consumo hídrico (superficial y subterráneo) por sector dentro de 16 condados de la Eagle Ford en el periodo del año 2000 al 2012, el año 2010 (año con lluvias), el año 2011(año con poca lluvia) y el año 2012 (año con lluvia promedio). *1: Se considera el consumo de agua promedio en el sector minero durante el periodo del año 2000 al 2012, mientras que para cada año (2010, 2011 y 2012) se considera el consumo anual para el fracturamiento hidráulico reportado por La Junta de Desarrollo del Agua de Texas. [44]

Como se puede observar el mayor consumo de agua es destinado para riego, seguido por el consumo hídrico municipal. Donde el primero representa casi el 70 % del consumo total de agua en la zona del play de la Eagle Ford, durante el periodo del año 2000 al año 2012 y el consumo para el fracturamiento hidráulico considerado dentro de la actividad minera en la zona constituye el menor consumo por sector con tan sólo un 2.2 %.

1.4. Importancia del agua en México

Reig, Luo y Proctor [45], en el reporte del Instituto de los Recursos Mundiales (WRI por sus siglas en inglés), mencionan que la mayor parte de los recursos de lutitas se encuentran en zonas donde el agua dulce superficial no es abundante. Por ejemplo, China, México y Sudáfrica son algunos de los países con la mayor cantidad de recursos de shale gas técnicamente recuperable que enfrentan un estrés hídrico extremadamente alto en las zonas donde se ubican estos recursos. Se debe comprender estrés hídrico como la tasa de extracción total de agua superficial, tanto municipal, industrial y/o para la agricultura con respecto al total de agua superficial disponible. Valores altos de estrés hídrico indican una mayor competición por los recursos hídricos y una mayor explotación de los mismos. Este factor es sumamente importante, ya que es un indicador de una de las mayores problemáticas que se tienen para la explotación de los recursos de shale gas/oil en el mundo y se cree que podría llegar a ser un impedimento para este tipo de proyectos.

El 38% de los recursos de lutitas se encuentran en áreas áridas o bajo un estrés hídrico extremadamente alto; 19% están en áreas con niveles de estrés hídrico alto o extremadamente alto y 15% de estos recursos están en zonas expuestas a sequías severas o extremadamente severas [45]. Esto se puede observar de mejor manera en la Fig. A.1 del Anexo A, donde se muestran los 20 países con más reservas de shale gas/oil en el mundo y el estrés hídrico al que están expuestas estas zonas. En el 40% de los plays de lutitas, el principal consumo de agua es la irrigación para la agricultura, siendo esta la principal competencia de la demanda de agua para los procesos de fracturación hidráulica [45]. Asimismo, se puede observar como 8 de los 20 países con los mayores recursos de shale gas/oil se enfrentan a condiciones de un estrés hídrico alto o extremadamente alto en las zonas donde se encuentran ubicados los plays de lutitas [45] y México es uno de ellos. Como se puede apreciar en la Fig. 1.4, los principales plays de lutitas se encuentran en zonas con un estrés hídrico alto o extremadamente alto, lo cual podría representar un problema para la explotación de estos recursos.

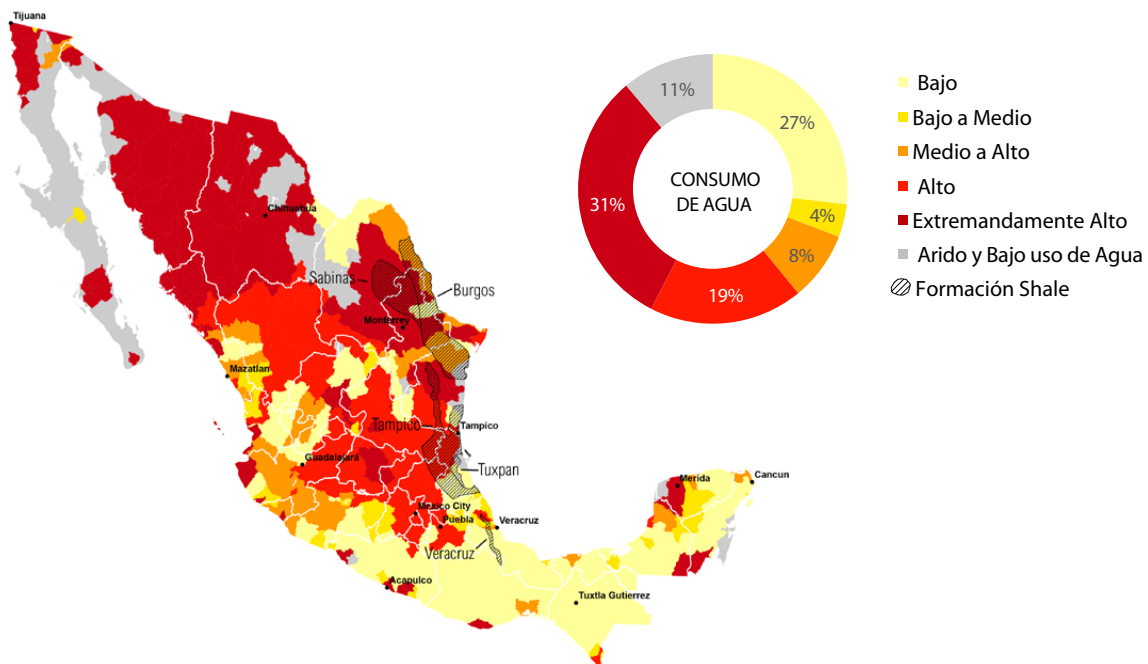


Figura 1.4: Estrés hídrico en México. [45].

Debido a esta situación, es objeto de esta tesis observar y analizar los principales factores que afectan al consumo de agua en los procesos de fracking y de esta manera poder comprender de mejor forma la variación en el consumo hídrico en este tipo de procesos. Asimismo, se busca analizar la tendencia que se tienen en este tipo de yacimientos, principalmente en la formación Eagle Ford en la zona de Texas, debido a su similitud con la formación en la parte de México. Esto permitirá determinar posibles escenarios de consumo hídrico que se podrían esperar para la explotación de los recursos de shale gas/oil en el norte de México y de esta manera optimizar el uso de agua en estos plays, así como mejorar su administración al evaluar la afectación que tendrán los acuíferos en estas zonas.

Play Eagle Ford

La Eagle Ford es una formación geológica productora de hidrocarburos de gran importancia, debido a su gran capacidad de producir gas natural y más aceite que otras formaciones de lutitas. Este play de lutitas se extiende desde el Este de Texas hacia la frontera de México hasta las cuencas de Burgos y Sabinas. En la parte de Texas, la formación se extiende aproximadamente 80 km de ancho y 644 km de largo con un espesor promedio de 76 m [46]. Las facies encontradas en la parte central de la Eagle Ford en Texas incluyen: (1) mudrock arcillosa masiva, (2) mudrock calcárea foraminífera masiva, (3) mudstone lutítica foraminífera calcárea laminada, (4) wackestone foraminífera laminada, (5) packstone-grainstone foraminífero con laminación cruzada, (6) limolita bentonítica masiva y (7) packstone-grainstone foraminífera nodular [47]. Asimismo, cabe mencionar que existe una gran variabilidad lateral de facies, incluso a una escala de 15 m. Aproximadamente el 73 % de las unidades estratigráficas pueden ser correlacionadas a una distancia de 152 m; no obstante, a una distancia de 1.6 km el porcentaje disminuye a 35 % y a lo largo de 16 km, solamente el 16 % de las unidades pueden ser correlacionadas [47]. Lo anterior indica el alto grado de heterogeneidad dentro de la formación.

En la parte de México, el play de lutitas Eagle Ford se encuentra en dos cuencas principales, Burgos y Sabinas, conteniendo más del 80 % del gas no convencional del país, como se mencionó anteriormente. La edad Geológica del play corresponde al Cretácico medio-superior principalmente del Turoniano, con un ambiente de depósito marino.

En la cuenca de Burgos se tiene gas asociado, gas húmedo y gas seco, donde las áreas prospectivas son de 1,554 km^2 , 25,900 km^2 y 17,553 km^2 respectivamente con un espesor promedio de 61 m [48]. De igual forma, esta cuenca presenta contenido de aceite en un área prospectiva 1,554 km^2 y condensados en 25,900 km^2 como se puede observar en la Fig. 2.1 que a continuación se muestra.

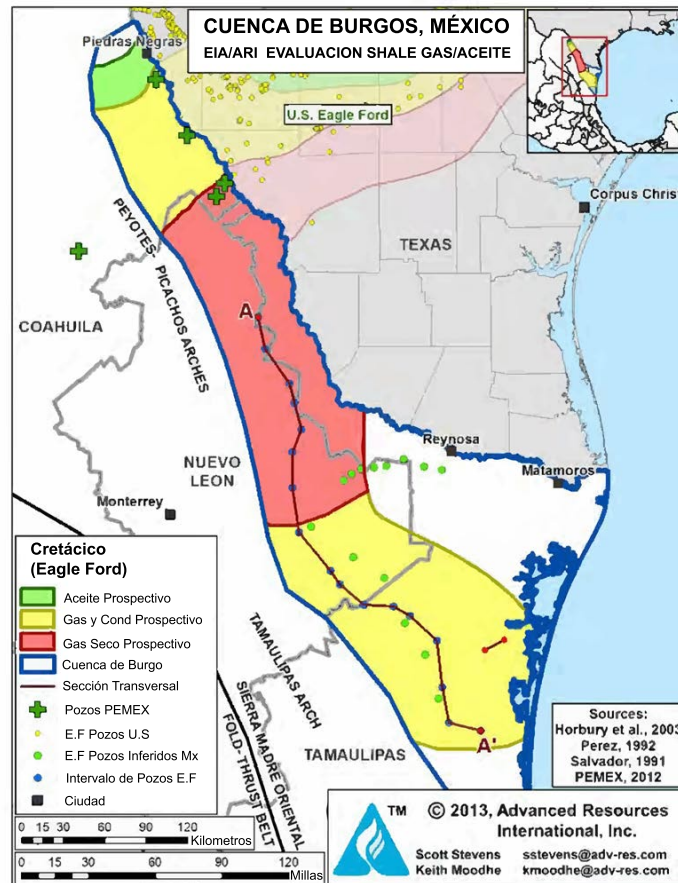


Figura 2.1: Áreas Prospectivas de shale gas/oil en la cuenca de Burgos [48].

En la cuenca de Sabinas, las lutitas de la Eagle Ford se extienden a lo largo de las zonas noroeste, noreste y central de la cuenca, donde el intervalo objetivo es la secuencia de lutitas negras intercaladas con calizas arenosas y areniscas cementadas con carbonato. Se estima que la Eagle Ford tiene un espesor neto de 122 m en promedio en esta cuenca [48]; no obstante, en esta zona solamente se tiene gas seco a diferencia de la cuenca de Burgos. En ambas cuencas se estima una porosidad similar a la que se tiene en Texas de 10% y un Contenido Orgánico Total (COT) de 5% en promedio [48].

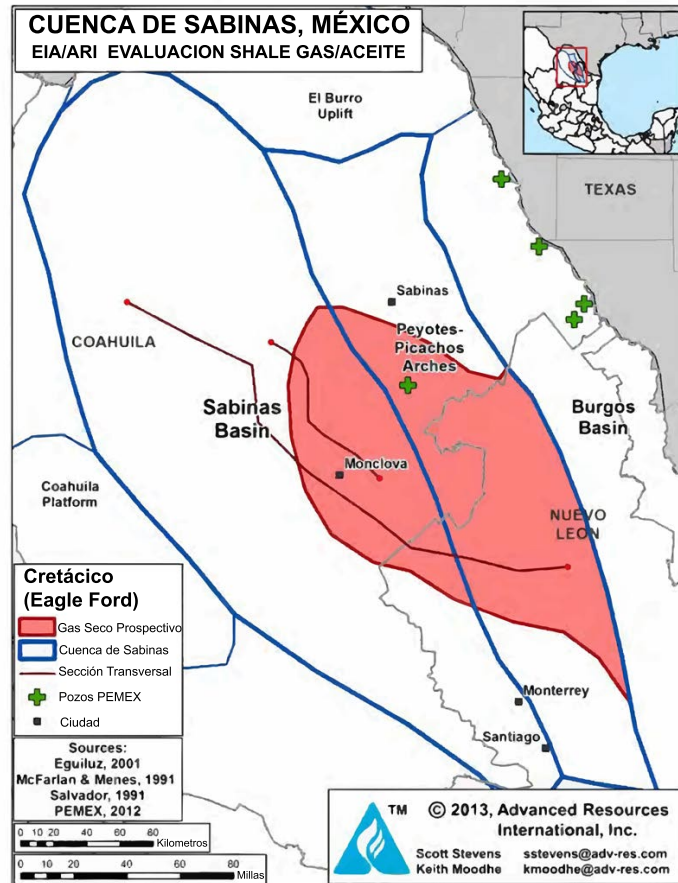


Figura 2.2: Áreas prospectivas de shale gas en la cuenca de Sabinas [48].

El play de la Eagle Ford presenta altos contenidos de lutitas al noroeste de Texas, disminuyendo hacia la parte sur hasta la frontera de México, en donde el porcentaje de lutitas carbonatadas aumenta hasta un 70% [46]. El alto porcentaje de carbonatos, hace más frágil la formación, lo cual genera que la fracturación hidráulica sea más eficiente.

Asimismo es importante mencionar que la producción general del play en Texas ha ido decreciendo desde el año 2015 cuando llegó al pico de producción de aceite y gas con poco menos de 1.2 MMbl/d y 6,061 MMpcd respectivamente. La producción de condensados alcanzó los 300,314 bpd en el año 2014 y el descenso más notable en su producción comenzó a partir del año 2015. Este comportamiento en el historial de producción del play en la parte de Texas se puede apreciar claramente en la Fig. 2.3 que a continuación se muestra.

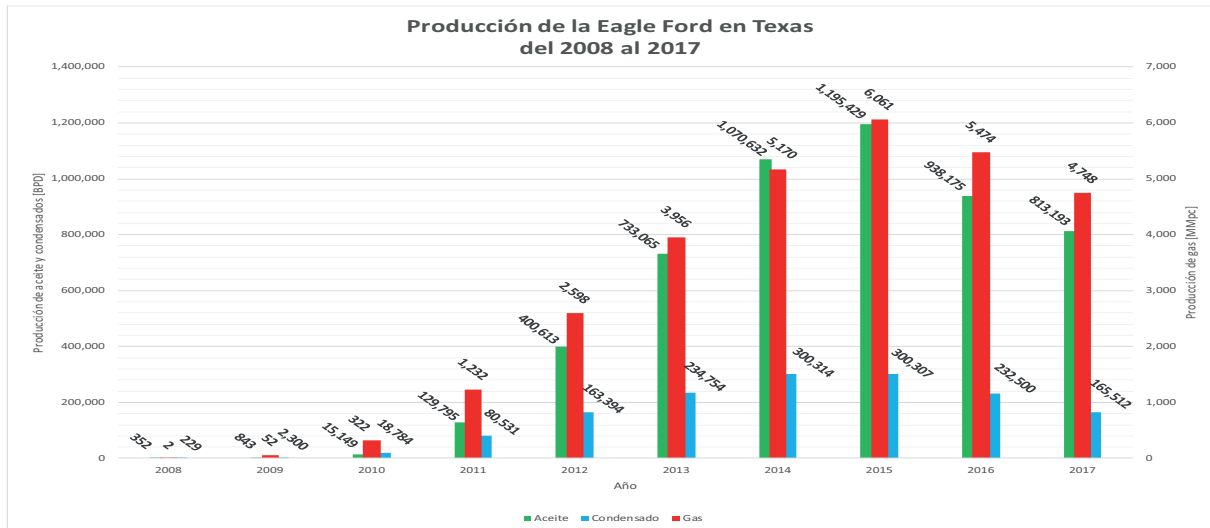


Figura 2.3: Producción del Play Eagle Ford en la parte de Texas del año 2008 al año 2017

[Creado por los autores a partir de Railroad Commission of Texas, 2018. [46]]

Lo anterior adquiere su importancia al analizar la Fig. 2.4 donde se muestra la producción del campo Akal que es el más productivo de gas en México. Como se puede observar, la producción de aceite en este campo alcanzó su pico en diciembre del año 2003 con poco más de 2.1 MMbl/d. No obstante, como se observa en la Fig. 2.4, esta producción disminuye radicalmente hasta llegar al año 2017 donde la producción de aceite ni siquiera alcanza los 60,000 barriles diarios. De igual manera, al analizar la producción de gas, se puede apreciar que la máxima producción de gas que se tuvo en el campo Akal fue de 1,889 MMpcd en diciembre del 2008. Esto representa únicamente el 31.48 % de la máxima producción obtenida en la Eagle Ford en Texas. Incluso al ver la Fig. A.5 del anexo A, se puede observar como la producción actual de gas de la Eagle Ford (4,748 MMpcd) es mayor a toda la producción nacional de gas en el mismo año, siendo ésta poco mayor a los 4,300 MMpcd.

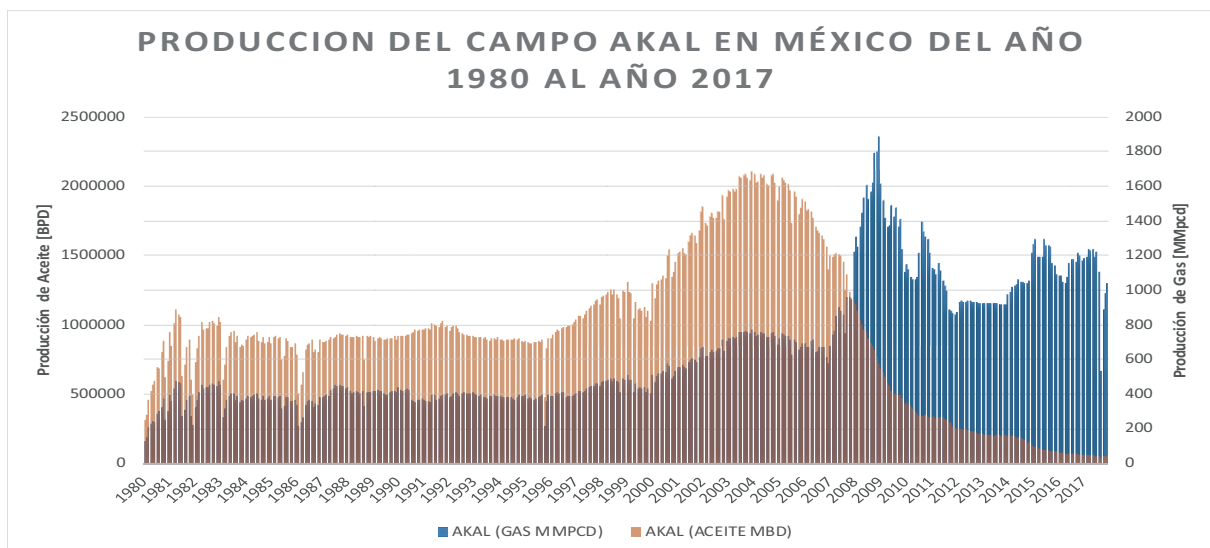


Figura 2.4: Producción del campo Akal en México del año 1980 al año 2017

Tunstall et al. [49] estimaron para el año 2013, que la industria de aceite y gas dentro del play de la Eagle Ford ha generado un impacto total de \$72,000 millones de dólares, generando

2. PLAY EAGLE FORD

un equivalente a 114,315 trabajos de tiempo completo, únicamente tomando en cuenta los 15 condados principales de Texas de los 28 que contienen a la Eagle Ford. Al tomar en cuenta 6 condados vecinos adicionalmente, en los que se puede encontrar una actividad laboral significativa asociada a la explotación de estos recursos, las cifras se elevan a \$87,000 millones de dólares y cerca de 155,000 empleos. Aportando más de \$2,200 millones de dólares para el gobierno local y el gobierno estatal.

De igual manera Tunstall et al. [49] estiman que para el año 2023 los 15 condados principales habrán tenido un impacto económico mayor a los \$106,000 millones de dólares y habrán generado un equivalente a casi 151,000 empleos de tiempo completo. Y al igual que en la proyección anterior, al tomar en cuenta los 6 condados vecinos adicionales, el aporte total asciende a más de \$137,000 millones de dólares y 196,600 trabajos de tiempo completo generados; aportando más de \$4,000 millones de dólares para el gobierno estatal y local.

Con esto se puede apreciar claramente que el desarrollo de proyectos de explotación en la Eagle Ford en México puede reactivar la economía en regiones donde la actividad de la industria de hidrocarburos ha disminuido. Las desventajas radican, como se mencionó anteriormente, en la potencial afectación al ambiente y a los recursos hídricos presentes en la zona.

De igual manera, el Subsecretario de Hidrocarburos de la SENER, el Dr. Aldo Flores Quiroga, mencionó que la adjudicación de todas las áreas contractuales propuestas en la Ronda 3.3, contribuirá con una inversión aproximada de 2 mil 300 millones de dólares, generando cerca de 23 mil empleos asociados a la actividad petrolera, además de los empleos asociados en el sector alimenticio, minero, manufacturero, construcción, bienes raíces y transporte [50]. Al considerar las áreas contractuales que se pretenden licitar dentro de las próximas rondas de licitación en esas zonas, las cifras aumentan a 12 mil millones de dólares de inversión y un potencial de generación de empleos de 120 mil puestos de trabajo.

Es importante resaltar que el Director General de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), Roberto Ramírez, afirmó que México será el primer país que establecerá un procedimiento de 3 barreras impermeables en los pozos para proteger los acuíferos [50]. Esto mejorara el cuidado del agua utilizada en la explotación de los yacimientos no convencionales, continuando con un estricto monitoreo de la calidad del agua, para lo cual, la autoridad utiliza el muestreo de 99 elementos [50].

Métodos y Materiales

3.1. Recopilación de información

Para comenzar el análisis, se estudió el consumo hídrico en varios de los principales plays de lutitas en todo el mundo donde se ha realizado el fracturamiento hidráulico y se han obtenido producciones comercialmente rentables. Se consultaron más de 40 artículos, reportes y estudios técnicos de diversas fuentes incluyendo revistas científicas reconocidas a nivel mundial como Science Magazine, Oilfield review, Environmental Science and Technology Journal, entre otras. De igual manera se obtuvo información de páginas oficiales de organismos e instituciones internacionales y/o gubernamentales como la IEA, EIA, British Petroleum (BP), OPEC, World Energy Council, Ceres, World Resources Institute y Texas Water Development Board.

A partir de todas las referencias bibliográficas obtenidas, se seleccionó aquella información que fuera más reciente y de aquellos autores con mayor credibilidad y reconocimiento a nivel mundial en el nexo agua-energía. Se eliminaron aquellas referencias anómalas en donde no se presentaba información complementaria que sustentara los resultados obtenidos. Posteriormente se filtró toda la información recabada para depurarla y tener únicamente aquellos datos relacionados al consumo hídrico en los procesos de fracturamiento hidráulico en los yacimientos de shale gas/oil, dándole una mayor importancia a toda la información de las formaciones en Texas.

3.2. Comparación de datos internacionales y nacionales

Una vez analizada la información a nivel mundial, se compiló la mayor cantidad de información posible acerca de los trabajos de fracturamiento hidráulico en yacimientos de lutitas realizados en México. Se consultaron trabajos y reportes de los procesos y operaciones realizadas por PEMEX en yacimientos no convencionales y se seleccionaron únicamente aquellos datos relacionados a los plays de lutitas. Asimismo, se realizó una visita a los cuartos de datos del Centro Nacional de Hidrocarburos (CNIH) ubicado dentro de las oficinas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para obtener toda la información concerniente a este tipo de procesos y operaciones en México.

Después de haber reunido toda la información, se eliminó aquellos datos que fueran inconsistentes o que carecieran de fundamentos suficientes para respaldarlos. Se seleccionó únicamente aquella información completa en donde no hubiera confusión acerca de los procesos y operaciones involucradas, eliminando todo lo que no estuviera relacionado al consumo hídrico en los procesos de fracturamiento hidráulico en plays de lutitas. A partir de datos proporcionados por la CNH,

se pudo estudiar el consumo hídrico en 11 pozos perforados en la Eagle Ford y 8 perforados en la formación Pimienta, lo cual permitió comparar los datos de fracturación hidráulica en México con los de otros países.

3.2.1. Análisis de la base de datos de FracFocus

Debido a la falta de información consistente y confiable en México, así como el bajo número de pozos en los que se han realizado fracturamiento hidráulico en plays de lutitas, se consideró adecuado evaluar y analizar los datos de la formación Eagle Ford en la parte de E.U.A. perteneciente al estado de Texas para estudiar la muestra y los factores que afectan al consumo de agua.

Este análisis se realizó utilizando el registro químico nacional de la fracturación hidráulica de Estados Unidos, llamado FracFocus, debido a que es de acceso público y gratuito. Este registro es administrado por el Consejo de la Protección del Agua Subterránea y por la Comisión Interestatal del Pacto de Petróleo y Gas de E.U.A.; sin embargo, a pesar de ser una base de datos muy completa, presenta las mismas deficiencias y debilidades mencionadas en párrafos precedentes al contener inconsistencias y falta de información, por lo que únicamente se tomaron en cuenta los siguientes atributos de la muestra:

- Número API: Es un número asignado por el Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) para referenciar el pozo del reporte.
- Nombre del Pozo.
- Condado en el que se encuentra.
- Fecha de inicio y fin del trabajo de fracturamiento: Para este estudio únicamente se tomaron en cuenta aquellos trabajos de fracturamiento que iniciaron a partir del 1 de enero del año 2015. Asimismo, se registraron trabajos hasta el 12 de agosto del año 2017.
- Coordenadas geográficas: Presentadas como longitud y latitud para poder ubicar los pozos.
- Datum: Sistema de proyección que utilizan para reportar las coordenadas.
- Profundidad vertical en pies: La profundidad total del pozo desde la superficie hasta el punto más profundo del pozo.
- Volumen de agua en galones: Es el volumen total de agua utilizado como fluido base.
- Porcentaje de agua utilizado: Es el porcentaje de agua utilizado en el fluido fracturante, tomando en cuenta únicamente la cifra reportada como el fluido base para transportar los apuntalantes y demás químicos, no se toman en cuenta los porcentajes de agua utilizados para las disoluciones u otros compuestos ya que en caso de tomarlos en cuenta se excede el 100% en la mayoría de los casos.
- Porcentaje de los principales químicos utilizados: Debido a la variación en la nomenclatura utilizada en los reportes, se optó por utilizar los números CAS de cada químico. El número CAS o Chemical Abstract Service es un número establecido por la Sociedad Química Americana para identificar una sustancia en particular, por lo que el nombre puede variar, pero el número CAS no. En este caso se determinó que los químicos más utilizados eran el cuarzo como apuntalante, ácido clorhídrico, goma guar y destilados del petróleo, y sus respectivos CAS se muestran a continuación en la Tabla. 3.1.

QUÍMICO	CAS
Crystalline Silica (Quartz)	14808-60-7
Hydrochloric Acid	7647-01-0
Guar guma	9000-30-0
Petroleum distillate	64742-47-8

Tabla 3.1: Número CAS para los principales químicos utilizados en los fluidos Fracturantes reportados en FracFocus.

Para poder acotar la búsqueda y realmente utilizar aquellos datos representativos para el estudio, se decidió georreferenciar los límites de la Eagle Ford para ubicar únicamente aquellos pozos que se encuentran en los condados que realmente contienen a la formación. Para esto se utilizaron los mapas KML o shapes de la EIA de la formación Eagle Ford, así como de los condados de Texas. Con ayuda del software de referenciamiento geoespacial Qgis (Sistema de Información Geográfica, “SIG”), se realizó una georreferenciación que permitió seleccionar aquellos condados que verdaderamente contuvieran a la formación, quedando 28 condados en total para el análisis. Posteriormente se realizó un reposicionamiento geográfico para todos los pozos que se registraron con un trabajo de fracturamiento hidráulico del año 2015 al año 2017 para tener todos los registros en un sistema coordinado consistente, para lo cual se utilizaron las coordenadas UTM (Universal Transverse Mercator). De esta manera se pudo geolocalizar cada pozo y verificar su existencia geográfica a través de otras plataformas como Google Maps; sin embargo, se utilizó una versión básica de ArcGis debido a su más actualizada plataforma de fotos satelitales.

Una vez establecida las bases principales de la formación Eagle Ford se procedió a delimitar las diferentes zonas que existen dentro de estos límites geológicos mediante una reproyección geográfica la cual tiene como principal eje una imagen obtenida de MAPSearch [53]. De esta forma se obtuvieron los límites de las zonas productoras de aceite, gas húmedo y condensados; y gas seco tal como se muestra en la Fig. 3.1 que a continuación se exhibe.

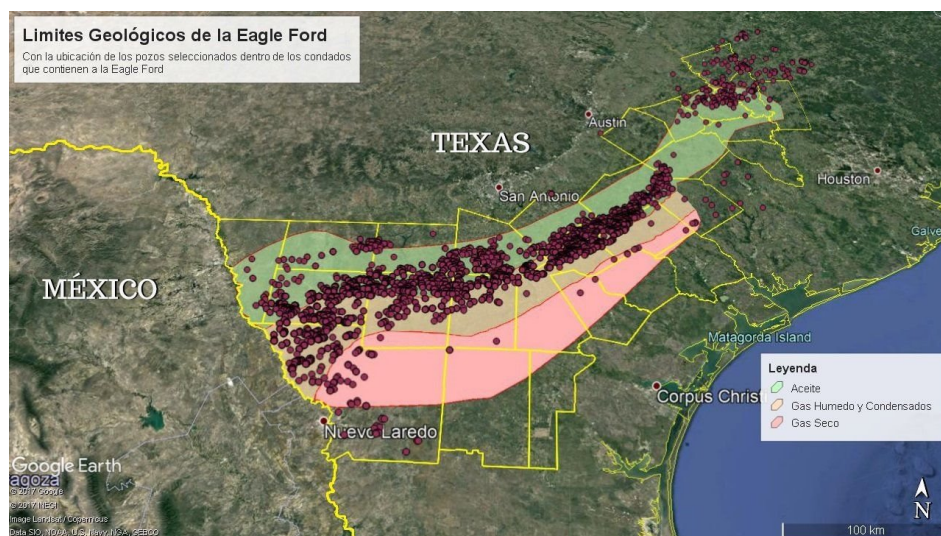


Figura 3.1: Mapa de la georreferenciación de los límites geológicos de la formación Eagle Ford con los pozos seleccionados. (Generado por los autores).

3. MÉTODOS Y MATERIALES

Asimismo, con la información obtenida de la base de datos de FracFocus se determinó la duración del trabajo de fracturamiento al restar las fechas de inicio y fin de la operación contando el día de inicio como un día de trabajo. De igual forma se calculó el gasto del fluido fracturante utilizado para el fracturamiento considerando que el gasto fue constante a lo largo de todos los días de operación, ya que no se cuenta con mayor información. Finalmente se obtuvo el porcentaje de otros aditivos y químicos además de los mencionados en la Tabla. 3.1, al restar la suma del porcentaje de agua y los 4 químicos principales de la Tabla. 3.1 a un 100 % equivalente al total.

Una vez capturados todos los datos, se obtuvo un total de 4,889 registros; sin embargo, ninguno presentaba el tipo de producción que tiene, por lo que, aprovechando los mapas generados previamente por los autores, se realizó una georreferenciación para obtener el tipo de producción que podrían tener cada uno de los pozos. No obstante, cabe mencionar que esto no es muy preciso ya que se saben que existen pozos productores de gas en las zonas registradas como zonas de aceite y viceversa, además de que se tuvieron que eliminar aquellos pozos en los que, por cuestiones de la geolocalización, no se encontraban dentro de las zonas del play y por lo tanto no presentaban datos de producción. Igualmente se eliminaron todos aquellos registros que presentaban anomalías o inconsistencias al registrar las profundidades y duración del trabajo de fracturamiento hidráulico, observando que la gran mayoría de los errores eran debido a una mala captura en el reporte. De igual forma los registros repetidos, así como aquellos que presentaban un porcentaje por encima del 50 % de apuntalante (silica) se eliminaron, dando como resultado una muestra con 4,406 observaciones con los que se realizó el análisis (siendo más del 90 % de la muestra original). El resumen de la muestra final se puede apreciar a continuación en la Figura. 3.2.

```
> summary(datos)
      nombre      condado      dias      ano      longitud      latitud      Xutm
0 A Lamplev GU 1 6 : 1 Karnes :861 Min. : 1.00 Min. :2015 Min. : -100.31 Min. :27.67 Min. :371536
011,/x Hunter 4H : 1 Dimmit :647 1st Qu.: 6.00 1st Qu.:2015 1st Qu.: -99.44 1st Qu.:28.42 1st Qu.:457236
1893 O&G LTD Unit B10: 1 La Salle:630 Median : 9.00 Median :2015 Median : -98.52 Median :28.65 Median :546584
1893 O&G LTD Unit B8 : 1 Webb :465 Mean :10.49 Mean :2016 Mean : -98.53 Mean :28.74 Mean :545944
1893 O&G LTD Unit B9 : 1 DeWitt :454 3rd Qu.:14.00 3rd Qu.:2016 3rd Qu.: -97.75 3rd Qu.:29.01 3rd Qu.:621941
3 Bowen A5 : 1 McMullen:380 Max. :48.00 Max. :2017 Max. : -96.11 Max. :30.72 Max. :777101
(Other) :4400 (Other) :969
      Yutm      profundidad      consumo      produccion      agua      otros
Min. :3060347 Min. : 345.4 Min. : 30.58 Dry Gas : 71 Min. : 41.84 Min. : -27.7824
1st Qu.:3143843 1st Qu.:2507.0 1st Qu.: 20469.80 oil :1771 1st Qu.: 84.04 1st Qu.: 0.1266
Median :3169841 Median :3096.6 Median : 28303.75 Wet Gas / Condensate:2564 Median : 86.46 Median : 0.2984
Mean :3179297 Mean :3077.0 Mean : 31455.90 Mean : 86.25 Mean : 0.6835
3rd Qu.:3209298 3rd Qu.:3658.5 3rd Qu.: 40067.88 3rd Qu.: 88.36 3rd Qu.: 0.6833
Max. :3401642 Max. :6116.5 Max. :113199.54 Max. :100.00 Max. : 36.5403
NA's :5 NA's :5
      silica      acido      guar      destilados
Min. : 0.00008 Min. : 0.0000 Min. : 0.0000 Min. :0.0000
1st Qu.:10.99186 1st Qu.: 0.0246 1st Qu.: 0.0809 1st Qu.:0.0087
Median :12.71744 Median : 0.0779 Median : 0.1642 Median :0.0158
Mean :12.83733 Mean : 0.1757 Mean : 0.1887 Mean :0.0632
3rd Qu.:15.01060 3rd Qu.: 0.1804 3rd Qu.: 0.2374 3rd Qu.:0.0389
Max. :49.97371 Max. :30.0000 Max. :18.2721 Max. :1.6904
NA's :38 NA's :686 NA's :1410 NA's :1050
```

Figura 3.2: Resumen de los datos de la muestra utilizada para el análisis.

El análisis que se exhibe en esta tesis tiene como objetivo conocer más a fondo la naturaleza del fracturamiento hidráulico en los yacimientos de lutitas. Asimismo, se busca comprender más a detalle las variables o factores que afectan al consumo de agua en estos procesos de extracción de hidrocarburos, así como las posibles correlaciones que pudiesen existir entre ellas. Son de particular interés aquellas variables que pueden conocerse previo a iniciar el trabajo de fracturación, pues si existe alguna relación con el consumo de agua, podría hallarse la forma de minimizarse y optimizar el aprovechamiento de este recurso. Lo anterior es relevante pues la Eagle Ford se extiende hasta el territorio mexicano y es menester conocer más a detalle la aplicación de esta técnica de extracción de hidrocarburos para su buena gestión. Para ejecutar este análisis se utilizó el software estadístico The R Program.

3.3. Análisis en The R Program

Una vez depurada la información recopilada, se analizaron las principales variables presentadas en los registros capturados. Inicialmente se evaluaron los consumos de agua, la duración del trabajo de fracturamiento hidráulico y la profundidad de los pozos, para cada uno de los tipos de producción registrados: aceite, gas seco, así como gas y condensados. A partir de estos gráficos se analizó la relación existente entre el consumo hídrico y la duración del trabajo de fracturamiento para cada una de las zonas de la Eagle Ford, de tal manera que se pudiera observar si existe una tendencia marcada para estas variables.

Al continuar con el análisis, se decidió contemplar dos variables conocidas antes de comenzar el trabajo de fracturamiento hidráulico; es decir, la profundidad y el tipo de producción esperado. De todas las variables que se pueden conocer, estas dos son las únicas presentadas en los registros obtenidos que pueden ser relacionadas con el consumo de agua total antes de realizar el fracturamiento. Además, se buscó evaluar si existía alguna relación entre la profundidad y la duración del trabajo de fracturación que pudiera ayudar a comprender de mejor manera el comportamiento y la variabilidad del consumo hídrico en este tipo de procesos.

Asimismo, en este punto es importante mencionar que en esta tesis se considera a la variable de consumo hídrico como la variable dependiente, y el interés radica en encontrar aquellas variables independientes que determinen o expliquen el comportamiento de esta variable mediante algún tipo de relación. Ahora bien, en un primer acercamiento las variables duración, profundidad y material de producción, son las de mayor interés pues estas variables son aquellas que en la práctica, se pueden conocer de manera previa al inicio del trabajo de fracturación.

Una alternativa para determinar si las variables duración y profundidad afectan directamente al consumo de agua es clasificar los pozos de cada zona de producción en grupos en los que se observen valores de duración y profundidad similares o cercanos entre sí, para posteriormente analizar si el consumo de agua varía entre los diferentes grupos.

La partición en grupos como los descritos anteriormente se puede realizar con técnicas de segmentación o agrupación, que es una de las tres ramas que conforman las posibles aplicaciones de las técnicas de Machine Learning (clasificación, regresión y agrupación) [51]. El principio de las técnicas de Machine Learning se basa en una serie de observaciones de distintas variables, de las cuales se intuye que existe una relación entre ellas o bien con una variable de interés. Las herramientas de Machine Learning sirven para determinar aquella función que relacione a las variables independientes o conocidas, con la variable de interés o variable respuesta. No obstante, al ser una función desconocida, se pueden utilizar distintas técnicas las cuales se clasifican en los 3 grupos mencionados anteriormente. En este trabajo se utilizó una de las técnicas de agrupación, ya que a pesar de poder utilizar alguna técnica de clasificación, en ese conjunto se debe conocer el grupo al que pertenece cada variable y las características de dichos grupos, mientras que en las técnicas de agrupación, se generan grupos que presentan características similares, a pesar de que se desconoce si en la realidad existen estos grupos.

Las técnicas de Machine Learning son útiles en la Hidrogeología y en la Ingeniería Petrolera debido a la gran complejidad que presentan los problemas dentro de las mismas. Los problemas de estudio en estas áreas son sumamente complejos y multivariados, donde existen distintas relaciones entre las variables involucradas en el fenómeno estudiado. En este tipo de problemas, la capacidad humana de abstraer el problema y modelarlo es pequeña en relación a su complejidad,

por lo que se utiliza la capacidad y potencia computacional para determinar aquellos factores más influyentes en el fenómeno y cual es el tipo de relación que mantienen con la variable de interés, ya sea para realizar predicciones o inferencias [52].

Aunado a lo anterior, se observó que otra variable importante en el consumo hídrico puede ser la ubicación de los pozos, misma variable que también puede ser conocida por los datos de longitud y latitud obtenidos a partir de FracFocus. Como se mencionó anteriormente sería de gran ayuda contar con la información acerca de la terminación de los pozos y las etapas que se tienen para poder ubicar la zona específica en la que se realizó el fracturamiento hidráulico; sin embargo, no se cuenta con dicha información. Esto adquiere su importancia ya que como se explicó anteriormente, el fracturamiento hidráulico depende en gran medida de la resistencia de la formación y la presión que pueda soportar antes de que se fracture. Esto quiere decir que el consumo hídrico estará afectado por el tipo de formación que se tiene y a pesar de que no se puede conocer esta información por la falta de la misma, se puede suponer que existe una variación en las características y condiciones de la formación dependiendo de la ubicación que se estudie. Por lo que aun cuando se hable de la misma formación o play, este podría tener una variación en su presión de fractura dependiendo de la localización y por esto sería interesante comprobar si efectivamente el consumo hídrico se ve afectado por la ubicación de los pozos.

A partir de la ubicación de los pozos, se busca evaluar la variación que existe en el consumo hídrico de cada uno de los pozos según su localización a lo largo de la formación Eagle Ford para comprobar si efectivamente existen otros factores dependientes de la ubicación que puedan afectar el consumo de agua que se tenga en el trabajo de fracturamiento hidráulico dentro de cada una de las zonas productoras de hidrocarburos presentes en la formación. Para realizar este análisis, se utilizará la variable condado, la cual registra cual es el condado en donde se encuentra ubicado el pozo en donde se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico. Para cada tipo de producción, se evaluará si realmente se muestran distintos consumos de agua para cada condado dentro del mismo tipo de producción; es decir, aceite, gas seco o gas y condensados.

3.4. Predicción del consumo hídrico en México

Una vez analizadas las variables que influyen en el consumo hídrico, se realizaron escenarios de consumo total y anual para el desarrollo de los bloques no convencionales a licitar en la Eagle Ford en México. Para esto se requirió inicialmente obtener una densidad de pozos aproximada para calcular el número de pozos requeridos para el desarrollo de los bloques que se pretenden licitar en México.

Para obtener la densidad de pozos se cargó la base de datos de cada pozo en el software de georeferenciamiento Qgis para obtener la localización geográfica de cada pozo en la zona de la Eagle Ford situada en Texas en un sistema de coordenadas WGS84. Asimismo, el software Qgis permite la obtención de diferentes capas poligonales al utilizar sus herramientas de geoprocetos. Estas capas se obtienen a partir de una envolvente, la cual puede ser cóncava o convexa según se requiera para ajustarse a la zona de interés. En este caso se utilizó un valor de 0.3 para el parámetro del umbral de concavidad de las envolventes en casi todas las capas poligonales generadas; es decir, los polígonos fueron creados a partir de envolventes cóncavas en su mayoría, ya que fue un valor que se ajustaba adecuadamente a las zonas de interés. Cabe mencionar que se tomó como referencia el espaciamiento entre cada pozo para realizar un polígono de un tamaño determinado y propiedades espaciales específicas. Este tamaño se obtiene a partir de una selección previamente discretizada del número de pozos a analizar y solamente se consideraban

los pozos de la muestra que estuvieran homogéneamente distribuidos en las zonas de interés por un periodo de tiempo específico. Para realizar esta discretización, se consideraron 5 categorías principales:

- Las 3 zonas de producción, considerando los 3 años sin discriminación (2015-2017).
 - En este caso se realizó el análisis sin tomar en cuenta una división de producciones para obtener un valor general de la distribución de pozos promedio que se ha tenido en toda la Eagle Ford en Texas durante los 3 últimos años. Este valor de densidad de pozos se obtuvo a partir de 2 polígonos principales obtenidos en las 2 concentraciones principales de pozos que se observan: Zona Centro y Zona Sur.

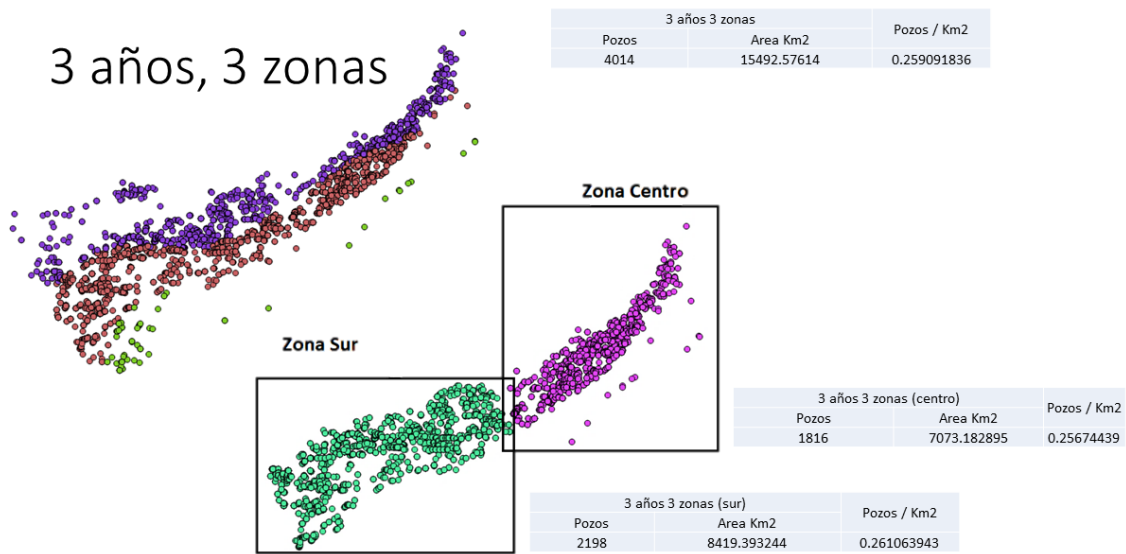


Figura 3.3: Densidad de pozos en toda la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

- Cada zona de producción, considerando los 3 años evaluados (2015-2017).
 - Para esta sección, se evaluaron los pozos con fracturamiento hidráulico por los 3 años, pero por cada una de las zonas de producción. Los valores de densidad para las zonas de Aceite y Gas y Condensados se obtuvieron a partir de 3 polígonos en las zonas norte, sur y centro. En el caso de la zona de Gas Seco solamente se consideró un polígono.

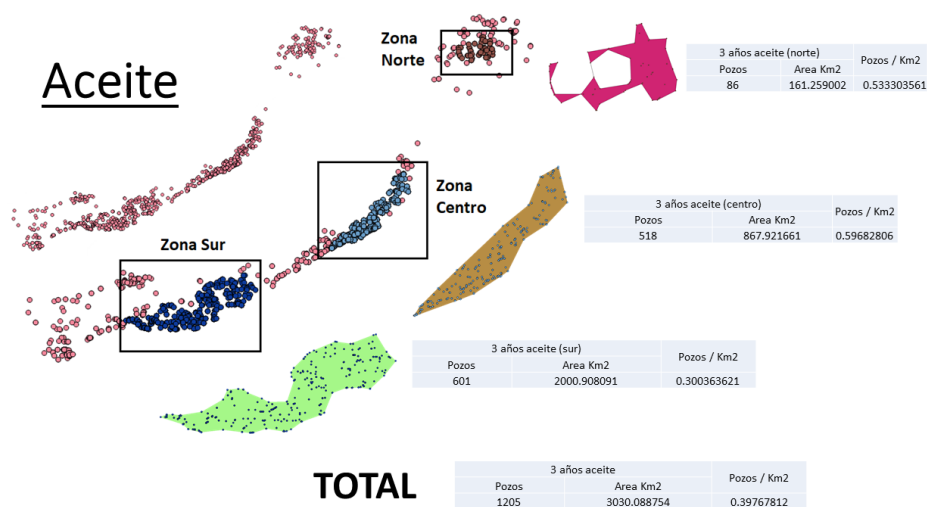


Figura 3.4: Densidad de pozos de la zona de aceite del año 2015 al año 2017.

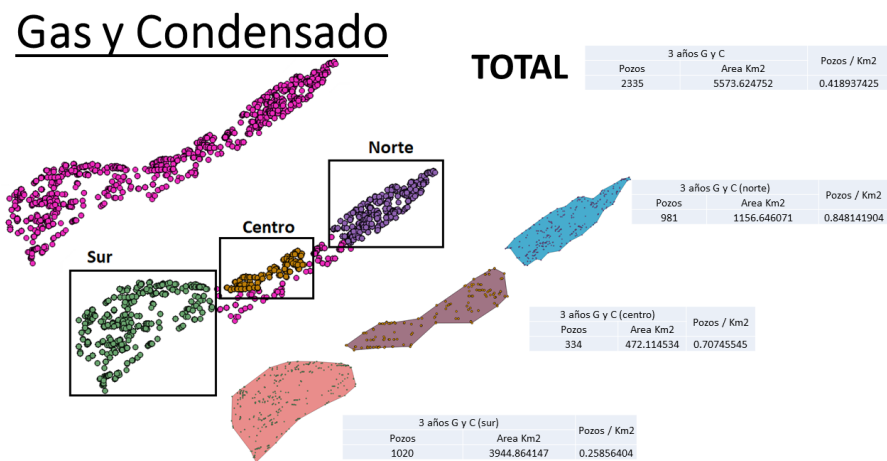


Figura 3.5: Densidad de pozos de la zona de Gas y Condensados del año 2015 al año 2017.

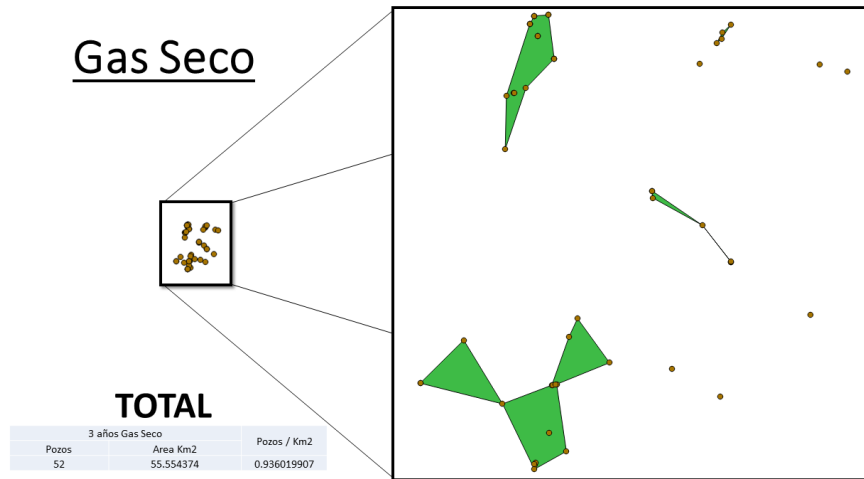


Figura 3.6: Densidad de pozos de la zona de Gas Seco del año 2015 al año 2017.

- Cada zona de producción, considerando únicamente aquellos pozos fracturados en el año 2015.
 - En esta categoría se analizó la densidad de pozos existente entre los pozos fracturados en el año 2015. Este análisis se realizó para toda la formación sin tomar en cuenta las zonas de producción y posteriormente para cada zona de producción sin considerar la zona de Gas Seco, debido a la falta de observaciones. Tanto para el cálculo general, como para la zona de Aceite y la zona de Gas y Condensados se utilizaron 3 polígonos diferentes: la Zona Sur, Centro y Norte.

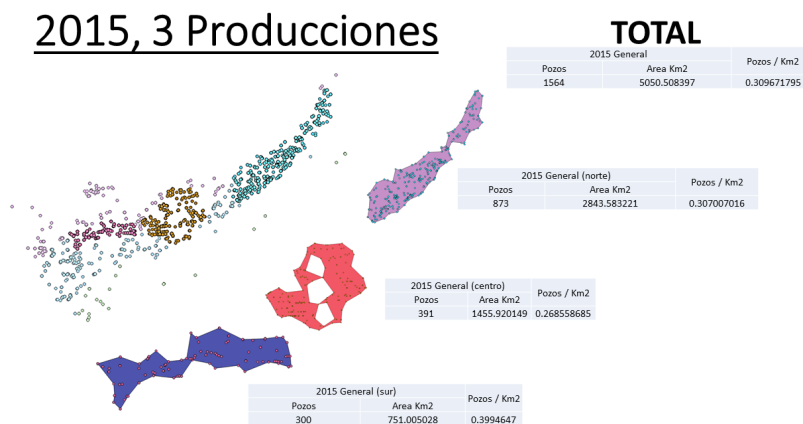


Figura 3.7: Densidad de pozos en el año 2015 considerando las 3 zonas de producción

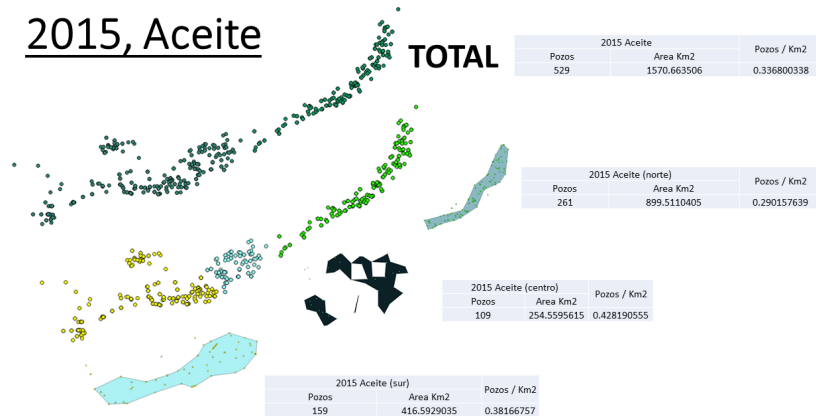


Figura 3.8: Densidad de pozos de la zona de Aceite en el año 2015.

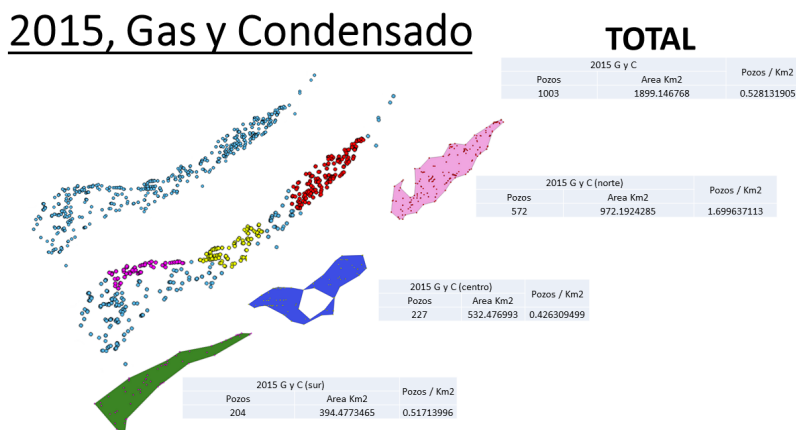


Figura 3.9: Densidad de pozos en la zona de Gas y Condensados en el año 2015.

- Cada zona de producción, considerando únicamente aquellos pozos fracturados en el año 2016.
 - De igual manera que en el caso anterior, en esta sección se consideraron exclusivamente los pozos fracturados en el año 2016 para cada zona. No obstante, en este caso solamente se utilizaron 2 polígonos para el escenario general y la zona de Aceite, mientras que la densidad de pozos del año 2016 de la zona de Gas y Condensados se calculó utilizando 4 polígonos diferentes: la Zona Sur, Zona Centro, Zona Norte A y Zona Norte B.

2016, 3 Producciones

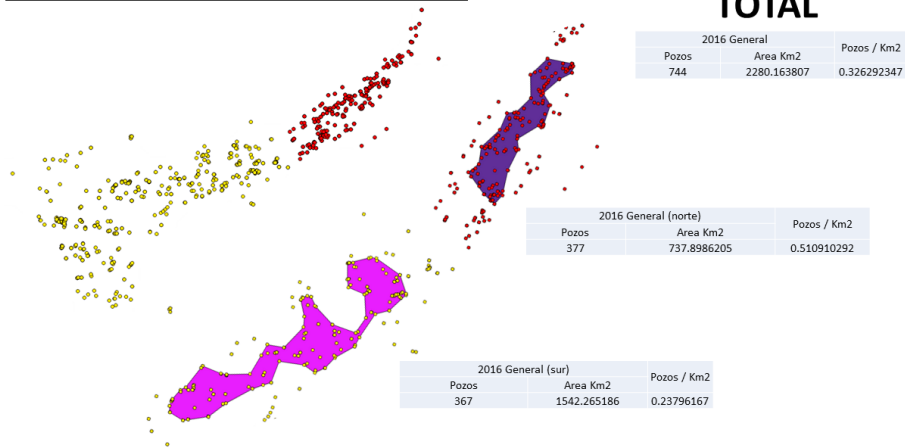


Figura 3.10: Densidad de pozos de las 3 zonas de producción en el año 2016.

2016, Aceite

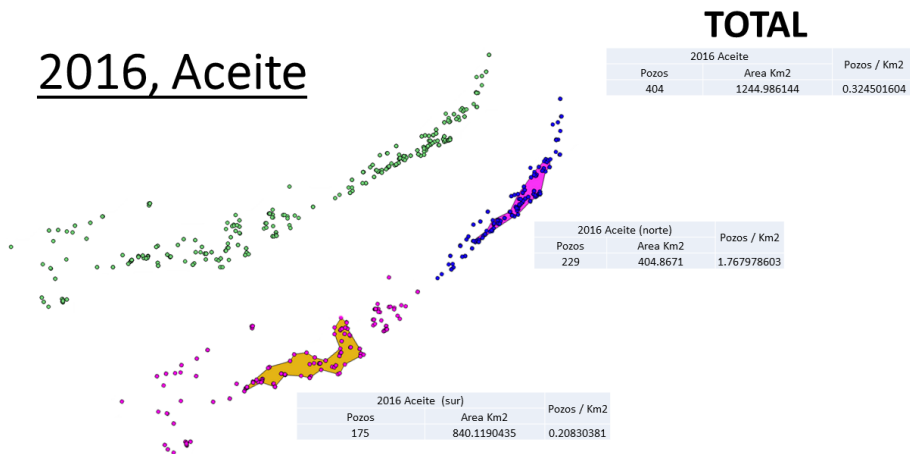


Figura 3.11: Densidad de pozos en la zona de Aceite en el año 2016.

2016, Gas y Condensado

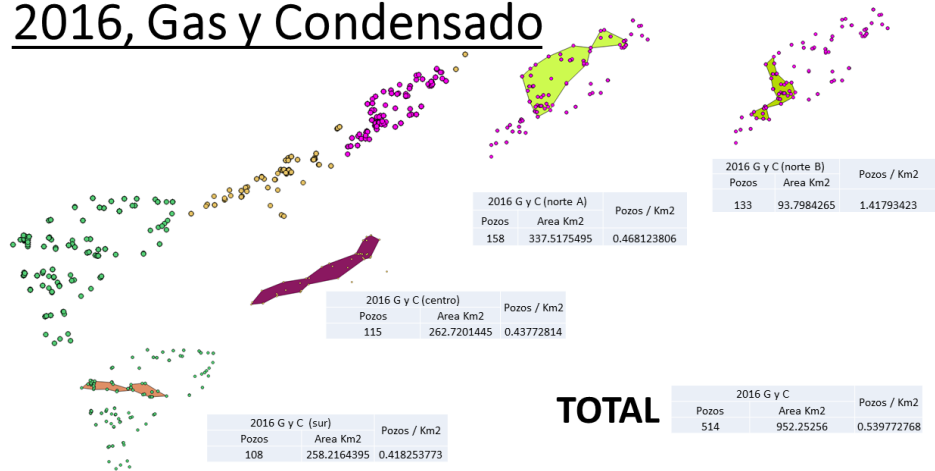


Figura 3.12: Densidad de pozos en la zona de Gas y Condensados en el año 2016.

- Cada zona de producción, considerando únicamente aquellos pozos fracturados en el año 2017.
- Finalmente, para obtener la densidad de pozos de cada zona de producción para el año 2017 se utilizaron 2 polígonos para el escenario general y la zona de Aceite y solamente el polígono de la Zona Norte para la zona de Gas y Condensados.

2017, 3 Producciones

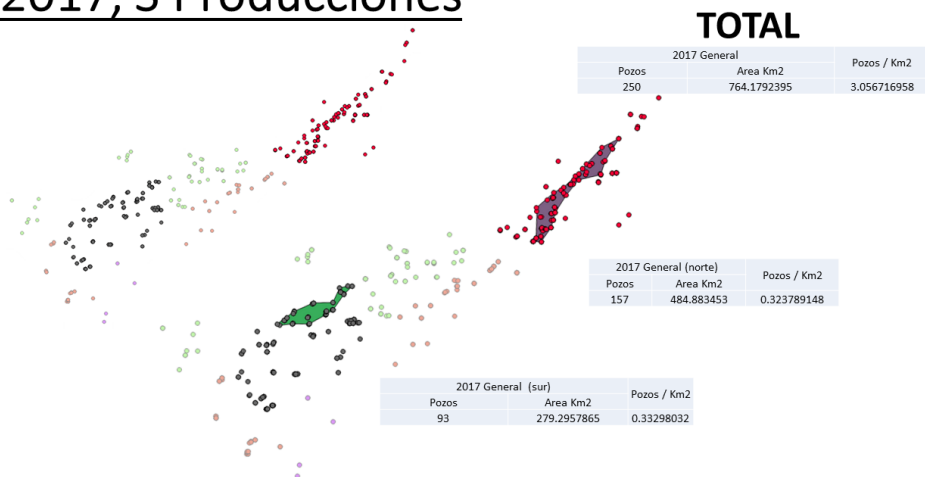


Figura 3.13: Densidad de pozos de las 3 zonas de producción en el año 2017.

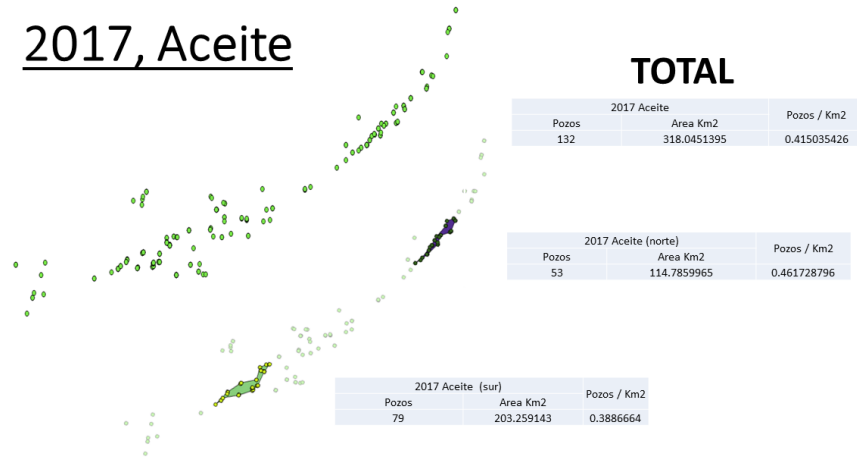


Figura 3.14: Densidad de pozos en la zona de aceite en el año 2017.

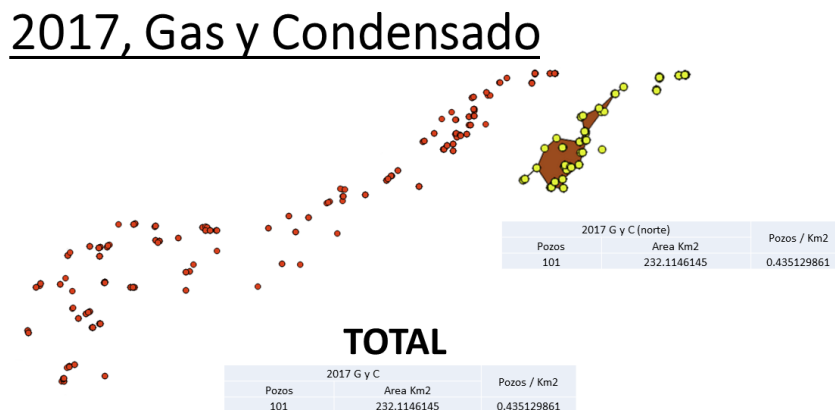


Figura 3.15: Densidad de pozos en la zona de Gas y Condensados en el año 2017.

Para todos los polígonos se verificó que las propiedades de los polígonos estuvieran en unidades métricas para evitar resultados erróneos o incongruencias. El área de los polígonos se determinó mediante la calculadora de campos localizada en la barra de herramientas de atributos. Para ello se generó un nuevo campo de tipo numérico decimal, en el cual se insertó un parámetro geométrico para determinar el área. Dicha área determina las dimensiones de la superficie total abarcada por el polígono generado según la envolvente seleccionada.

Es importante mencionar que para cada una de las categorías mencionadas anteriormente se obtuvo un resultado final al sumar el número de pozos contenidos en cada uno de los polígonos y dividiendo este número entre la suma de las áreas de cada uno de los polígonos de la zona de interés de cada caso.

Después de calcular los valores del espaciamiento de los pozos, se investigó acerca de los procesos de licitación que se están llevando a cabo en México para poder evaluar los avances que se tiene con respecto a los yacimientos no convencionales. En el Anexo B se explica detalladamente los principales efectos que ha traído la nueva Reforma Energética en México, así como los tipos de contrato que se establecen en la misma asociados a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos. Asimismo, se puede observar en la Tabla. B.2 el resumen de los avances que han tenido las rondas en México y sus resultados, así como las asociaciones que ha tenido PEMEX y sus migraciones de contratos. A partir de este análisis se recopiló la información de los bloques no convencionales en las zonas de la Eagle Ford que se van a licitar en futuras rondas en México, con lo que se pudo establecer las zonas de interés para el análisis.

Para determinar la cantidad de pozos que se perforarán en México se cargaron los shapes que contienen la información de los próximos bloques a licitar en México que se establecieron en el Plan Quinquenal de la Secretaría de Energía (SENER). No obstante, el análisis realizado en este estudio se centra únicamente en el play de la Eagle Ford, por lo que otras formaciones no convencionales presentes en el país fueron descartadas.

El uso de los plugins de georeferenciamiento de Qgis fue de gran utilidad para crear capas ‘raster’ a partir de las imágenes de la Eagle Ford en México proporcionadas por la EIA [48]. De los archivos raster se obtuvieron shapes a los cuales se les cargó las propiedades de producción, así como el área que ocupa cada una de estas zonas productoras. De igual manera, con el uso de las capas de bloques no convencionales y las zonas de la Eagle Ford, se realizó una consulta espacial para filtrar los pozos que se encuentran ubicados dentro de la zona de estudio.

Una vez delimitados y seleccionados los bloques de interés, se les otorgó el valor de la producción correspondiente para separarlos por tipo de producción y de esta manera poder determinar cuál es el área total a licitar dentro de las distintas zonas de producción. Para este análisis se consideraron 52 bloques en total dentro de la Eagle Ford; sin embargo, al dividirlos por zonas de producción, aquellos bloques que se encuentran entre dos zonas, se dividieron, generando un bloque adicional, por lo que se obtuvieron 59 bloques en total. Esto se generó con el único propósito de calcular el área de los bloques que le corresponde a cada zona de producción.

Con el área total a licitar dentro de cada una de las zonas de producción se pudo estimar la cantidad de pozos al multiplicar el área por la densidad de pozos obtenida para cada una de las zonas de producción. De igual manera se obtuvo el consumo de agua por cuartiles, incluyendo la media general según el análisis estadístico previo que se realizó para la muestra de pozos.

Igualmente se cargaron los shapes de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), donde se presenta la información acerca de todos los acuíferos en México, incluyendo su nombre, ubicación, superficie total y disponibilidad anual. No obstante, nuevamente se debió delimitar aquellos acuíferos que se vieran afectados por los bloques a licitar por la CNH, por lo que se filtró la capa de los acuíferos con el referenciamiento espacial de la capa de los bloques de interés. Con esta nueva capa se utilizaron las herramientas de los polígonos vectoriales para poder crear las intersecciones entre capas que permitiera obtener los datos de área que ocupaban dichos bloques en los acuíferos. De igual manera para poder calcular el área de los bloques que se van a licitar dentro de cada acuífero y cada zona de producción que se presentan en la Eagle Ford en México, se consideraron aquellas porciones de los bloques que se encontraban fuera de los límites de la formación y se les otorgó los mismos valores que toda el área de dichos bloques que se encuentra dentro de los límites del play.

Una vez determinadas las áreas a licitar dentro de cada acuífero y su tipo de producción hubo que calcular la distribución de pozos que se le otorgaría a cada bloque para obtener la nueva disponibilidad de cada acuífero y observar su variabilidad. Para lo anterior se consideraron 3 escenarios: con ningún pozo, con 2,311 pozos y con 3,512 pozos. En el primer escenario se analiza la disponibilidad original de los acuíferos para establecer el estado original de los mismos. El segundo escenario se realizó con la media general del número de pozos que se fracturaron por año desde el 2011 hasta el 2017; no obstante, es importante mencionar que existen muchos reportes en FracFocus que aún no se han registrado, por lo que el número de pozos en ese año puede ser mayor. No se contabilizaron los primeros dos años, 2009 y 2010, ya que en estos años el número de pozos es poco representativo para el comportamiento general y se asume que este bajo número de pozos se debe a la etapa temprana de exploración y explotación de la Eagle Ford en esa zona. El tercer y último escenario se realizó con 3512 pozos que es el equivalente al mayor número de pozos fracturados en un año en la zona del play en Texas desde el año 2009 como se observa en la Tabla. 3.2 que a continuación se muestra..

Pozos en la Eagle Ford en Texas	
Año	Pozos
2017	1223
2016	1366
2015	2390
2014	3,384
2013	3,512
2012	2,744
2011	1,558
2010	426
2009	61
Total	16,664

Tabla 3.2: Pozos de la Eagle Ford desde el año 2009 al año 2017.

El número total de pozos para cada escenario se distribuyó en cada zona de producción según el porcentaje del área a licitar de cada zona con respecto al área total a licitar. Posteriormente el número de pozos asignado a cada zona de producción fue dividido entre todos los acuíferos de acuerdo al porcentaje que ocupa el área a licitar dentro del acuífero, con respecto al área total a licitar correspondiente a su zona de producción. Al obtener el número de pozos por zona y por año, se considera que no puede haber números fraccionales; es decir, no puede haber fracciones de pozo, por lo que se redondea a números enteros. Con este número de pozos por acuífero, se puede determinar el consumo hídrico que se espera obtener para dicho acuífero y posteriormente analizar el cambio de la disponibilidad para cada escenario.

Resultados y Discusiones

4.1. Consumo hídrico para el fracturamiento hidráulico en el mundo

Como se puede observar en la Fig. 4.1 que a continuación se muestra, el consumo hídrico es sumamente variado y existen muchos factores que pueden afectar en dicha variación. Asimismo, la falta de un formato consistente para reportar los procesos involucrados en el fracturamiento hidráulico genera inconsistencias o errores para poder realizar un análisis verdaderamente representativo del comportamiento del consumo hídrico por play, por yacimiento y/o por pozo.

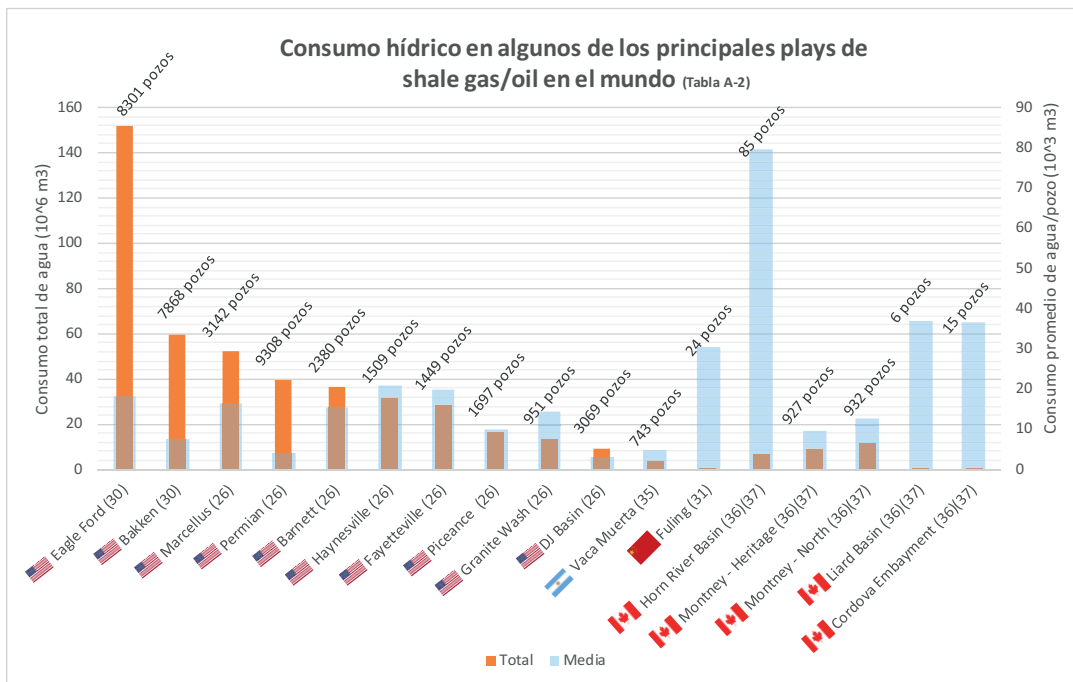


Figura 4.1: Consumo total y promedio de los principales plays de lutitas en el mundo creado a partir de la Tabla. A.2. Los plays de E.U.A. consideran el numero de pozos hasta el año 2013, Vaca Muerta de Argentina contempla los pozos del año 2013 al año 2015, Fuling muestra los pozos del año 2014 y finalmente todos los plays de Canadá consideran el numero de pozos hasta el año 2015.

[37, 41, 42, 46, 48, 49].

No obstante, dos de los principales factores que afectan el consumo hídrico que se pueden evaluar relativamente fácil, son la dirección y el tipo de producción que tiene cada pozo. Como se observa en la Fig. 4.2 y la Tabla. 4.1 que a continuación se muestra, los pozos de gas requieren mucha más agua que los pozos de aceite. De igual forma los pozos horizontales elevan exponencialmente el consumo hídrico esperado para cada pozo.

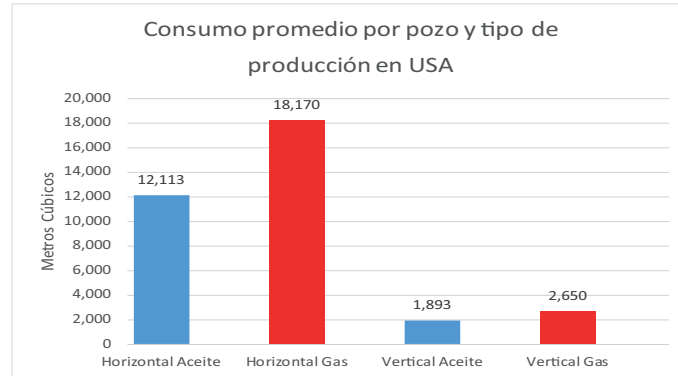


Figura 4.2: Consumo promedio por pozo y tipo de producción en USA. [37].

Años	Dirección	Producción	No. De pozos analizados	Volumen de agua utilizado para FH (m ³ /pozo)			
				Promedio	Mediana	Mínimo	Máximo
1947-1952 (6 años)	Vertical	Gas	61	35	8	0	375
	Vertical	Aceite	432	21	11	0	257
1953-1999 (47 años)	Vertical	Gas	148,750	292	191	2	2,960
	Vertical	Aceite	208,644	226	109	2	2,960
	Direccional	Gas	1,739	654	446	4	4,407
	Direccional	Aceite	1,065	387	189	4	4,242
	Horizontal	Gas	156	958	614	8	5,310
	Horizontal	Aceite	361	1,967	814	7	7,551
2000-2010 (11 años)	Vertical	Gas	88,488	758	310	2	6,635
	Vertical	Aceite	40,198	734	312	2	6,628
	Direccional	Gas	15,742	2,464	1,875	16	3,319
	Direccional	Aceite	1,745	830	380	19	2,893
	Horizontal	Gas	17,265	11,392	11,007	20	41,372
	Horizontal	Aceite	4,556	4,527	2,709	21	39,566

Tabla 4.1: Volumen de agua utilizado para el Fracturamiento Hidráulico según su producción y dirección por periodos de tiempo. [38].

4.2. Pozos no convencionales en México

Una vez que se estudió la información obtenida a nivel internacional, se analizaron los pozos con fracturamiento hidráulico en yacimientos de lutitas en México. No obstante, nuevamente se presentan problemas al reportar la información, ya que, aunque en este caso se reporta el número de etapas, pocos pozos incluyen el gasto o el consumo hídrico que se tuvo por cada etapa. Además de no aclarar si el volumen reportado de fluido utilizado es únicamente contemplando el volumen de agua o se incluyen los aditivos y químicos, tal como se puede apreciar en la Tabla. 4.2 que a continuación se muestra.

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

Pozo	Formacion	Profundidad	# Etapas	Consumo de Agua por Etapa			Volumen Total de Agua [m ³]	Volumen Total de Apuntalante [scs]
				Volumen Promedio [m ³]	Volumen Maximo [m ³]	Volumen Minimo [m ³]		
GAMMA 1	Cretasico Superior Eagle Ford	3,793	17	1,217			20,687	51,000
PERCUTOR 1	Cretasico Superior Eagle Ford	3,436	16	118			11,910	40,000
MONTAÑES 1	Cretasico Superior Eagle Ford	3,200	14	121			10,696	
DURIAN 1	Cretasico Superior Eagle Ford	4,250	18	171			19,337	
EMERGENTE 1	Cretasico Superior Eagle Ford	2,465	17	309	3,939	1,340	33,016	42,601
HEBANO 1	Cretasico Superior Eagle Ford	2,150	16	178	1,484	483	17,920	54,992
NOMADA 1	Cretasico Superior Eagle Ford	1,157	16	93	775	503	9,340	40,403
CHUCLA 1	Cretasico Superior Eagle Ford	1,800	16	4	33	15	410	48,000
HEBANO 2	Cretasico Superior Eagle Ford	2058.32	14					
HEBANO 21	Cretasico Superior Eagle Ford	2058.32	16					
HEBANO 71	Cretasico Superior Eagle Ford	2015	16	1,212			19,386	
NUNCIO 1	Jurásico Superior Pimienta	4,900	17	1,060	1,168	987	18,026	50,600
TANGRAM 1	Jurásico Superior Pimienta	4,426	16	1,610	2,255	1,264	25,760	55,700
KERNEL 1	Jurásico Superior Pimienta	4,404	9	1,747			15,721	25,583
BATIAL 1	Jurásico Superior Pimienta	4,199	10	177			11,129	300,000
ARBOLERO 1	Jurásico Superior Pimienta	4,007	11	239	3,603	1,271	16,569	38,500
MOSQUETE 1	Jurásico Superior Pimienta	4,156	9					27,000
ANHELIDO 1	Jurásico Superior Pimienta	3,835	17	160	1,233	870	17,131	50,754
ANHELIDO 2	Jurásico Superior Pimienta	2,100	7	368	0	0	16,223	36,000

Tabla 4.2: Consumo en pozos con fracturamiento hidráulico en México (Cuartos de Visualización del Centro Nacional de Información de Hidrocarburos, CNIH, 2017).

Como se puede observar, el promedio en el número de etapas es de 14.3 etapas, con un máximo de 18 y un mínimo de 7. Asimismo, se observa que los valores en el consumo hídrico son muy similares a los presentados anteriormente para la Eagle Ford, a excepción del pozo Chucla 1 que presenta consumos de agua anormalmente bajos; no obstante, incluyendo a este pozo, el promedio de agua utilizada para el fracturamiento hidráulico es de $16,453.81 \text{ m}^3$ con un consumo máximo de $33,016 \text{ m}^3$. De igual manera el promedio de agua consumido por cada etapa es de 549.07 m^3 , a pesar de existir pozos en los que se utilizó $1,747 \text{ m}^3$ por etapa.

A partir de la Tabla. 4.2 se puede observar que el consumo de agua por etapa puede ser altamente variado a pesar de hablar del mismo pozo. Esta variación puede llegar a ser hasta de $2,599 \text{ m}^3$ como es en el caso del pozo Emergente 1 o de $2,332 \text{ m}^3$ en el caso del pozo Arbolero 1. Igualmente, el número de etapas es un factor que afecta el consumo hídrico; no obstante, en estos pozos no se observa una tendencia clara, ni tampoco se puede apreciar un comportamiento tan marcado, ya que como se puede ver, para el mismo número de etapas el consumo hídrico puede variar bastante. Por ejemplo, para 16 etapas se tiene un consumo hídrico de 9,340 (excluyendo el caso de Chucla 1, con el cual la diferencia sería aún más radical) hasta un consumo de 25,760. Esto indica que además del número de etapas, existen otros factores que afectan el consumo hídrico, algunos de los cuales deben ser dependientes de la ubicación o localización de las etapas (además del tipo de producción).

4.3. Consumos de agua asociados al fracturamiento hidráulico en el play Eagle Ford en Texas (2015-2017)

En la Fig. 4.3 que se muestra a continuación, se pueden observar tres diagramas de caja y brazo. El de la izquierda compara el consumo de agua para cada tipo de producción que se tiene; el diagrama de en medio muestra los días que duró el proceso de fracturamiento hidráulico y

el de la derecha presenta la comparación de profundidad del pozo. Cada uno de los diagramas contiene una línea roja que representa la media general observada para cada variable, así como el número de observaciones que presenta cada tipo de producción; en este caso son 71 observaciones correspondientes a gas seco, 1771 para aceite y 2564 para gas húmedo y condensados.

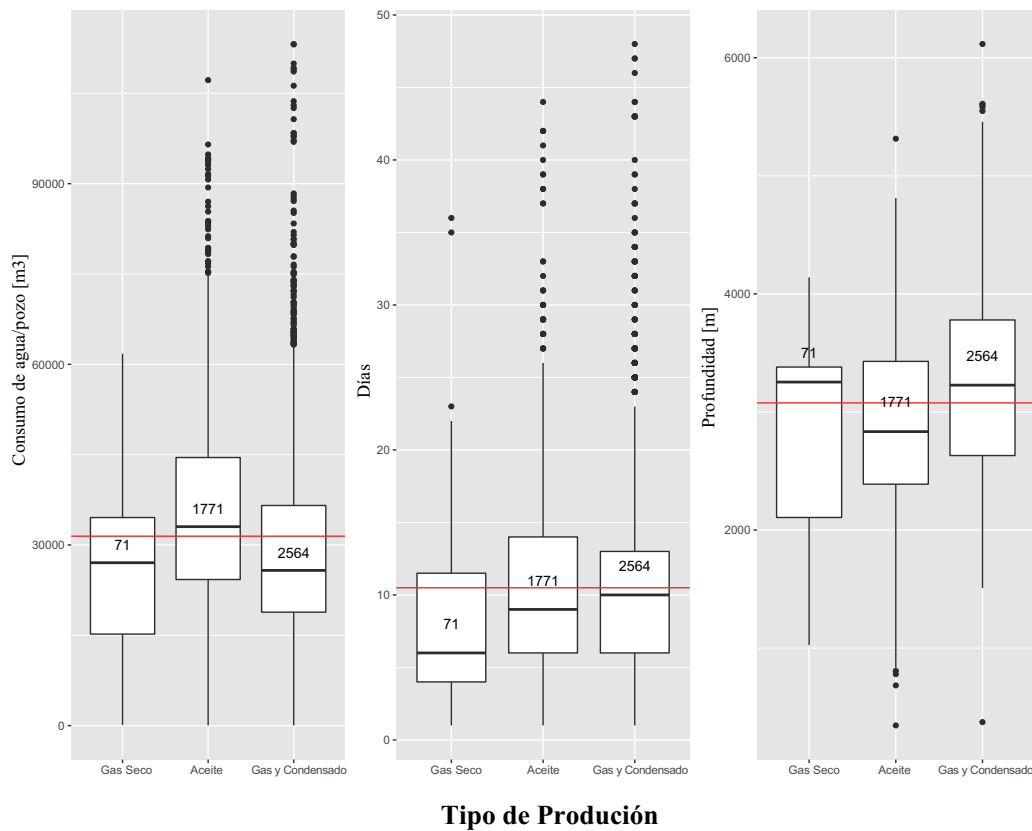


Figura 4.3: Consumo de agua, días de duración y profundidad en los trabajos de fracturamiento hidráulico por tipo de producción en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017. Los círculos superiores representan valores estadísticamente atípicos (outliers).

La Fig. 4.3 muestra que el consumo de agua observado varía con respecto al tipo de producción que se tiene en cada pozo. Aunque los pozos localizados en las zonas de gas seco y gas húmedo/condensados parecen tener la misma mediana, la primera zona muestra un sesgo hacia abajo y mucha menor dispersión que la segunda. Por otro lado, los pozos ubicados en la zona de aceite muestran una mediana mayor a los de las otras dos zonas. Asimismo, se puede observar que los días reportados para cada trabajo de fracturación son sumamente variados para las distintas zonas y muestran bastante dispersión, variando desde la unidad hasta casi los 50 días hábiles trabajados.

En la Fig. 4.4 presentada a continuación, se puede observar claramente que, para las 3 zonas evaluadas, entre más días laborados, mayor consumo de agua. Sin embargo, nótese que no es una tendencia tan simple y marcada, pues particularmente para las zonas de aceite y gas húmedo/condensados se observa que trabajos con una duración de uno o dos días, registran un consumo de agua que puede variar desde los niveles más bajos hasta los más altos.

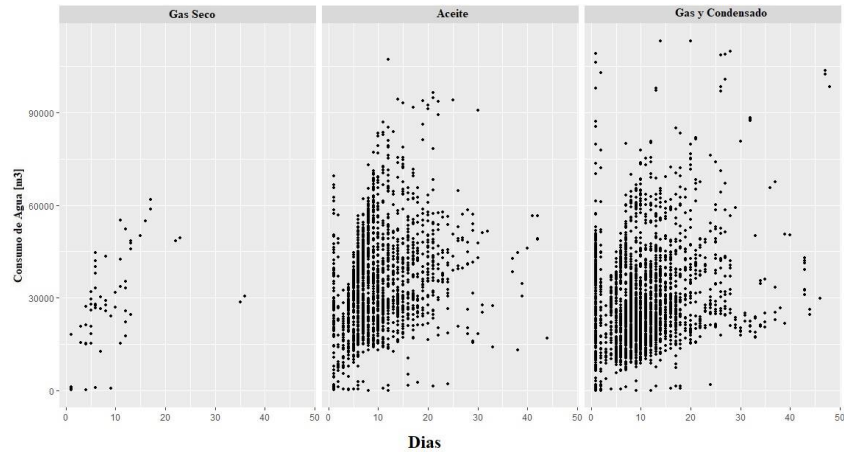


Figura 4.4: Consumo de agua vs días de duración por tipo de producción en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

Debido a que no se observa una tendencia clara entre las variables analizadas, se optó por evaluar la profundidad y el tipo de producción esperado. No obstante, como se observa en la Fig. 4.5 exhibida a continuación, a simple vista no es visible una relación marcada entre estas dos variables, o bien si dicha relación existiera, es claro que no sería la misma para los distintos tipos de producción. La intuición podría indicar que a mayor profundidad se requiere un mayor consumo de agua, hecho que es posible observar en las pocas observaciones que se tienen para gas seco, y aunque menos notorio, también se puede observar para los pozos de aceite. No obstante, para los pozos de gas húmedo y condensados, no se observa dicha relación, más aun, llama la atención que alrededor de los 4000 m de profundidad, el consumo de agua pareciera concentrarse entre los 10 mil y los 30 mil metros cúbicos.

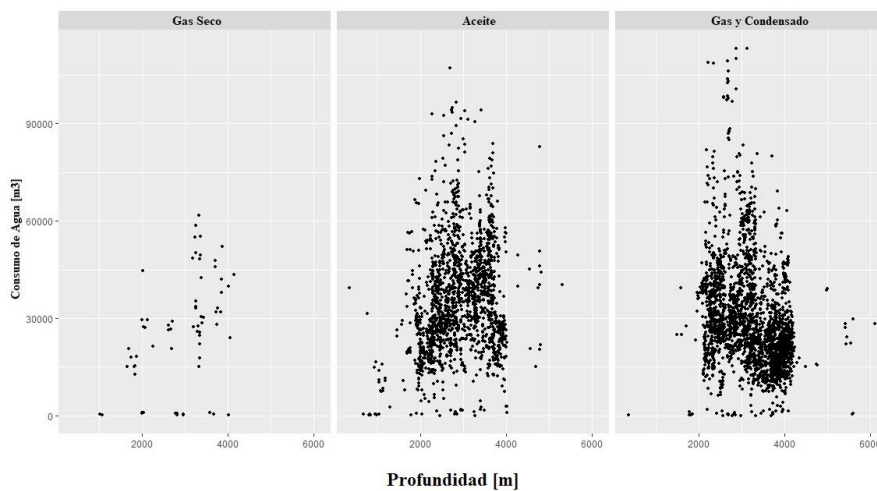


Figura 4.5: Consumo de agua vs profundidad por tipo de producción en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

Por último, se optó por analizar si existía alguna relación marcada entre la duración y la profundidad de cada pozo para las 3 zonas de hidrocarburos. En la Fig. 4.6 que se muestra a continuación, se grafica el número de días en el eje vertical y los metros de profundidad del trabajo de excavación en el eje horizontal; sin embargo, tampoco se pudo observar una tendencia marcada ni la suposición del aumento proporcional de la duración con respecto a la profundidad del pozo.

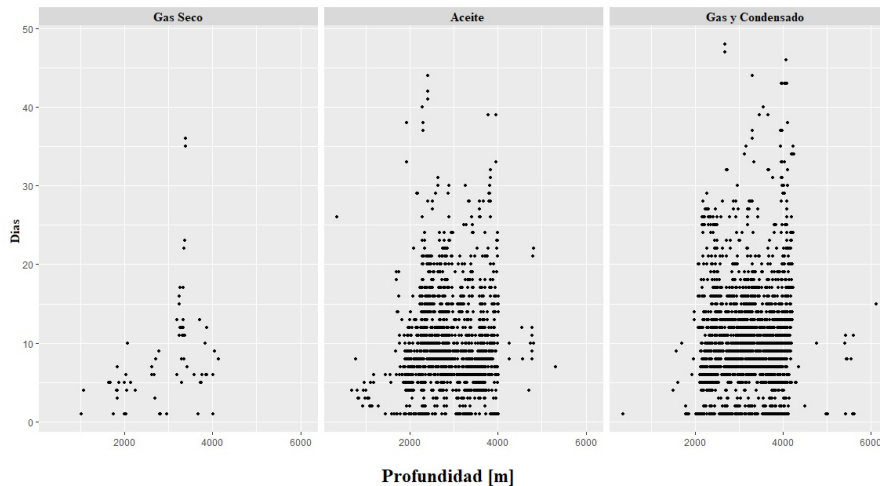


Figura 4.6: Días de duración vs profundidad por tipo de producción en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

Hasta este punto se pudo observar algunos factores de gran relevancia para el análisis. En primera instancia, como se mencionó anteriormente, la relación que existe entre consumo de agua y días trabajados es clara y se observa para los 3 distintos materiales de producción: a mayores días trabajados, mayor consumo de agua, comportamiento que puede ser explicado por la dificultad y el tiempo requerido para realizar pozos más complejos; es decir, con mayor número de etapas. Sin embargo, es una observación que no puede ser demostrada por la falta de información acerca del número de etapas en cada pozo. Por esto simplemente se observa el comportamiento, sin conocer la causa de esta relación. No obstante, se presentan 2 características importantes:

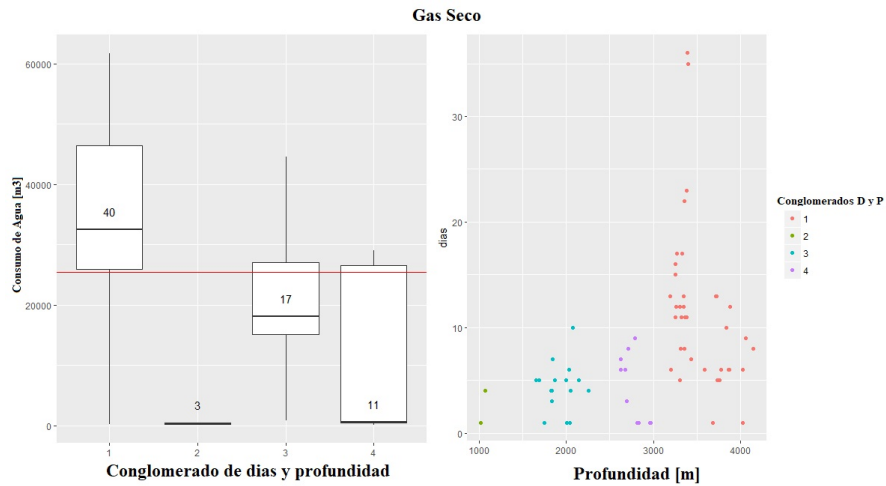
- Se observa una heterocedasticidad creciente. Lo anterior quiere decir que, si bien la relación se cumple, aumenta su varianza mientras los valores de días y consumo de agua aumentan.
- Se observa de manera atípica que para trabajos que reportan un día trabajado, se pueden presentar consumos de agua que varían desde los niveles más bajos hasta los más altos (hecho que ya no es observable para trabajos que presentan 2 o más días).

Por otro lado, al ver la Fig. 4.5, también es posible afirmar que la relación que existe entre consumo hídrico y la profundidad del pozo no es igual para cada tipo de producción. En particular llama la atención el caso del gas húmedo y condensado, donde la hipótesis de a mayor profundidad mayor consumo de agua, no parecer estar en absoluto respaldada por los datos.

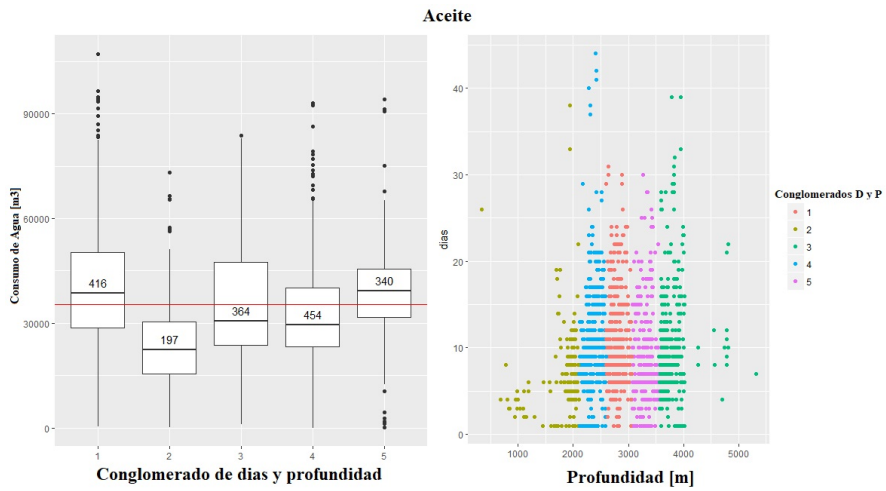
Después de un estudio más profundo y detallado de los datos de la muestra y posterior a la realización de los gráficos anteriores, no parece encontrarse una relación clara que, mediante el conocimiento del tipo de producción, la duración del trabajo de fracturamiento y la profundidad del pozo, permita comprender o evaluar el consumo de agua con un alto grado de confianza. En esta situación sería de interés pensar de manera más general y ver si dichas variables afectan en algún sentido el consumo de agua (aún si no se sabe la relación explícita).

En la Figura 4.7 se muestran los distintos conglomerados que se obtienen al aplicar el método de segmentación para cada uno de los tres tipos de producciones, así como el consumo de agua que se tiene para cada conglomerado.

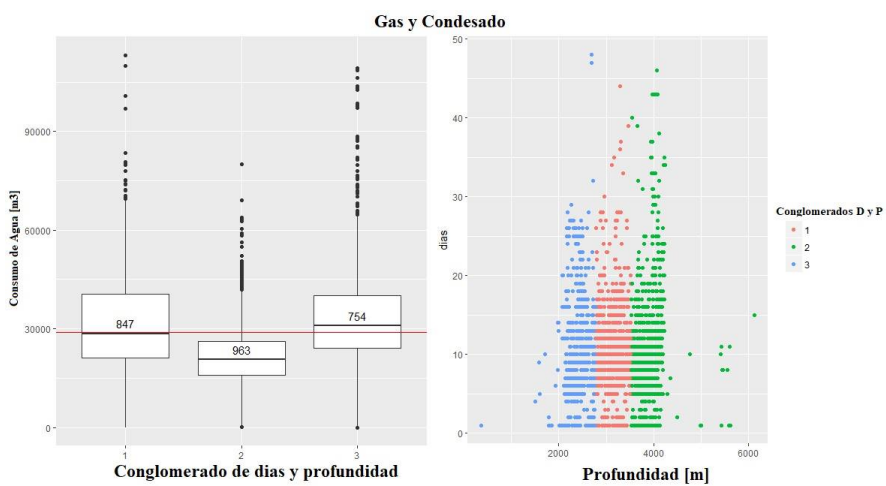
4. RESULTADOS Y DISCUSIONES



(a) *Gas Seco*



(b) *Aceite*



(c) *Gas y Condensado*

Figura 4.7: Conglomerados de días y profundidad para los distintos tipos de producción en pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

De los gráficos anteriores se puede concluir que ciertamente los días y la profundidad afectan el consumo de agua. Para esto se puede observar el caso del aceite, en el cual es visible que los conglomerados 2 y 4 (dados por los trabajos que muestran los niveles más bajos de días y profundidad) muestran un consumo de agua menor que los demás; no obstante, también cabe señalar que el conglomerado 1 que sería el siguiente en los niveles de días y profundidad es el que presenta un mayor consumo hídrico. Por otro lado, nótese que en el caso del gas y condensado, la relación es inversa, ya que a menor profundidad y días es decir el conglomerado 3, existe un mayor consumo hídrico, mientras que el conglomerado 2, que es el conglomerado que presenta los niveles más altos de profundidad posee los valores más bajos de consumo hídrico. Los resultados para el gas seco son menos confiables al hacer generalizaciones debido al poco número de trabajos registrados, pero en caso de poder hacer una observación, se podría decir que presenta el mismo comportamiento que los pozos de aceite.

Asimismo, se puede observar que, como se mencionó anteriormente, la variable de días de duración no afecta mayormente al consumo hídrico y que el cambio que existe en los valores de esta variable está en función de alguna otra variable, la cual puede ser externa a las condiciones del pozo, como el clima o políticas laborales. Esto se observa ya que al segmentar la muestra en los conglomerados mencionados la profundidad es la variable dominante para realizar la partición.

Conjuntamente, al analizar la variable de producción se puede apreciar que la variación entre las distintas zonas no tiene una tendencia clara y esta debe estar relacionada a factores de la formación en lugar del tipo de fluido a producir. Por lo tanto, para poder explicar la variación del consumo de agua con base en otras variables dependientes, no basta tomar en cuenta solo la profundidad y los días; es decir, existe algún otro factor que provoque la variación en el consumo de agua, el cual debe ser dependiente de la ubicación.

En la Fig. 4.8 que se muestra a continuación, se puede observar la ubicación de los pozos con fracturamiento hidráulico del año 2015 al año 2017 a partir de las coordenadas UTM de los mismos. Se pueden apreciar los tres colores diferentes correspondientes al tipo de producción asignado a cada uno.

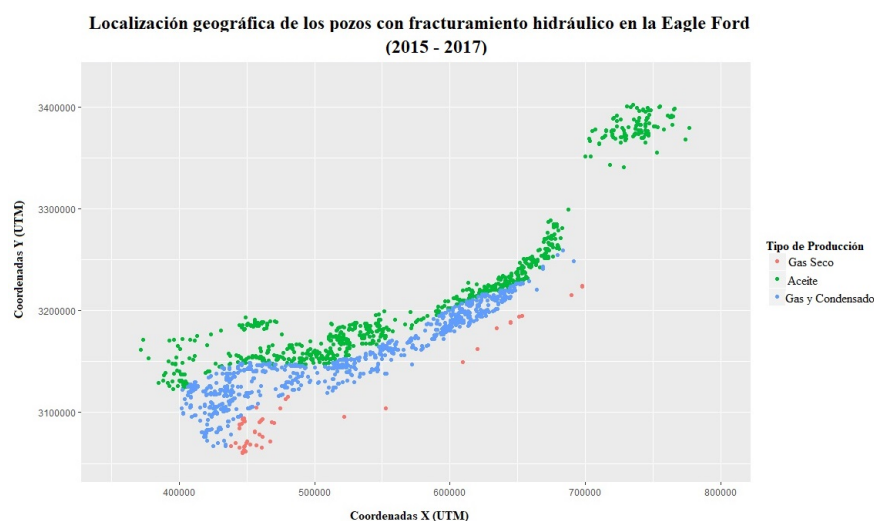


Figura 4.8: Ubicación de los pozos con fracturamiento hidráulico por zonas en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

La variación en el consumo de agua con respecto a la ubicación puede comenzar a apreciarse de forma muy general en el diagrama de caja y brazo de la Fig. 4.3 en donde se compara el consumo de agua para cada tipo de producción, en los cuales se muestra un consumo diferente. No obstante, es relevante analizar este comportamiento dentro de las distintas zonas de cada tipo de producción.

Primeramente, se obtuvo un mapa con la ubicación de los pozos según el condado en el que se encuentran, sin discriminar el tipo de producción que tienen. Esto se aprecia de mejor manera en la Fig. 4.9 que a continuación se presenta.

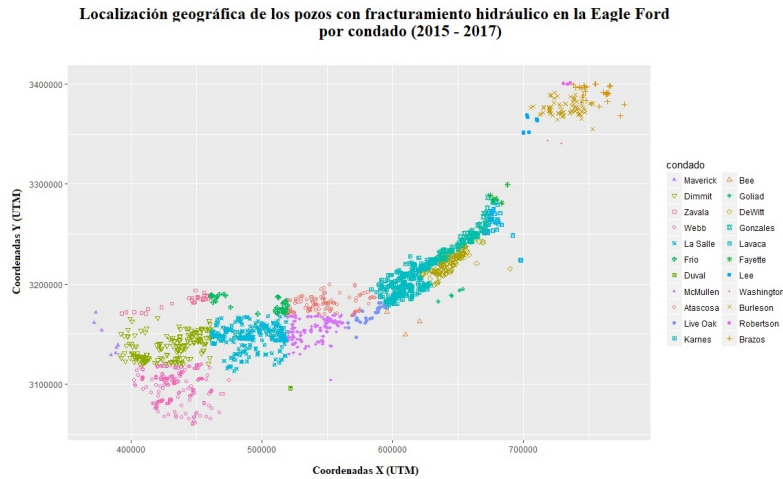


Figura 4.9: Ubicación de los pozos con fracturamiento hidráulico por condado en la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

Asimismo, se realizó este análisis para cada tipo de producción por separado, mostrándolo en dos gráficos diferentes como se puedes apreciar en las Figuras. 4.10, 4.11 y 4.12 presentadas a continuación. El primer gráfico muestra las ubicaciones de cada pozo con fracturamiento hidráulico con base en las coordenadas UTM. El segundo gráfico consiste en un diagrama de caja y brazo donde se muestra el consumo de agua que tiene cada uno de los condados.

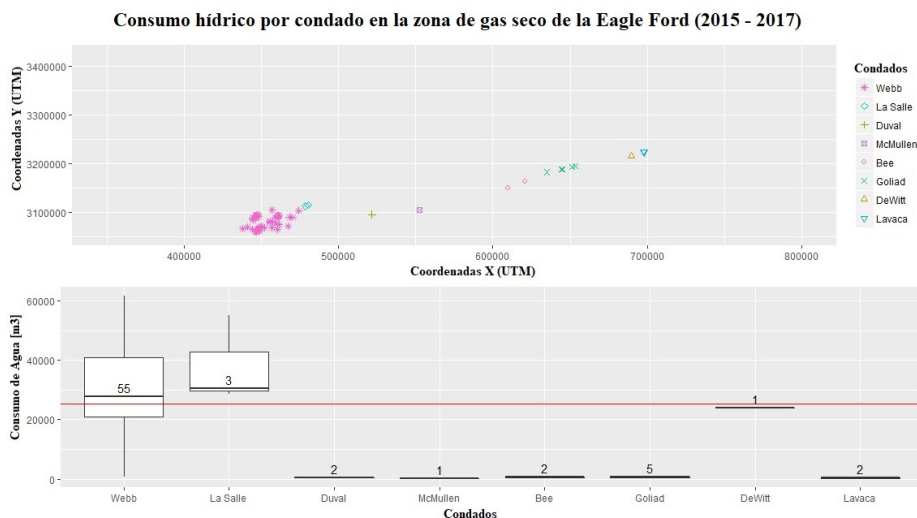


Figura 4.10: Consumo hídrico por condado en la zona de gas seco de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

4.3 Consumos de agua asociados al fracturamiento hidráulico en el play Eagle Ford en Texas (2015-2017)

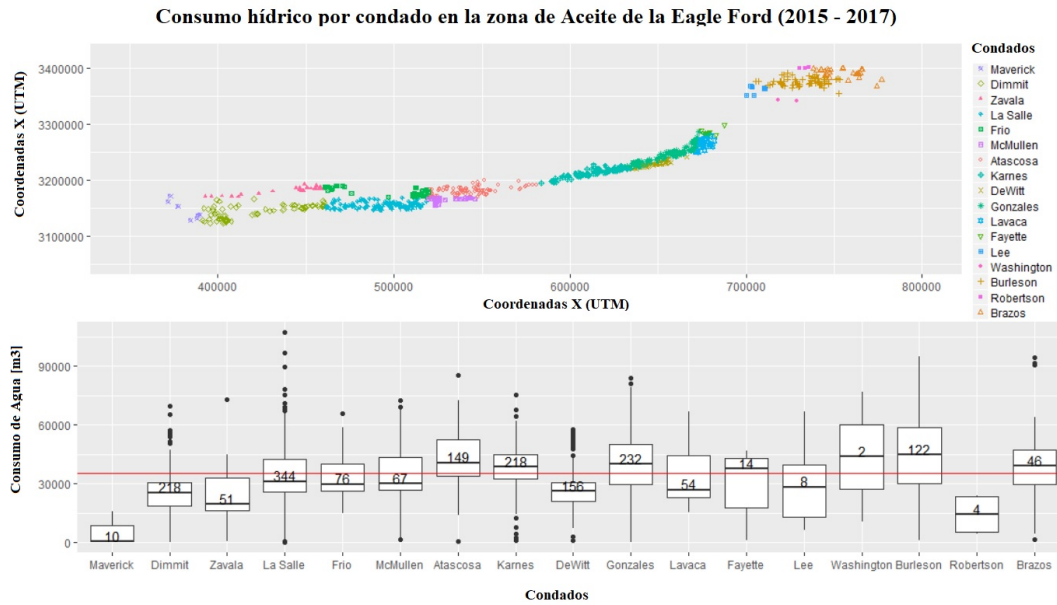


Figura 4.11: Consumo hídrico por condado en la zona de aceite de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

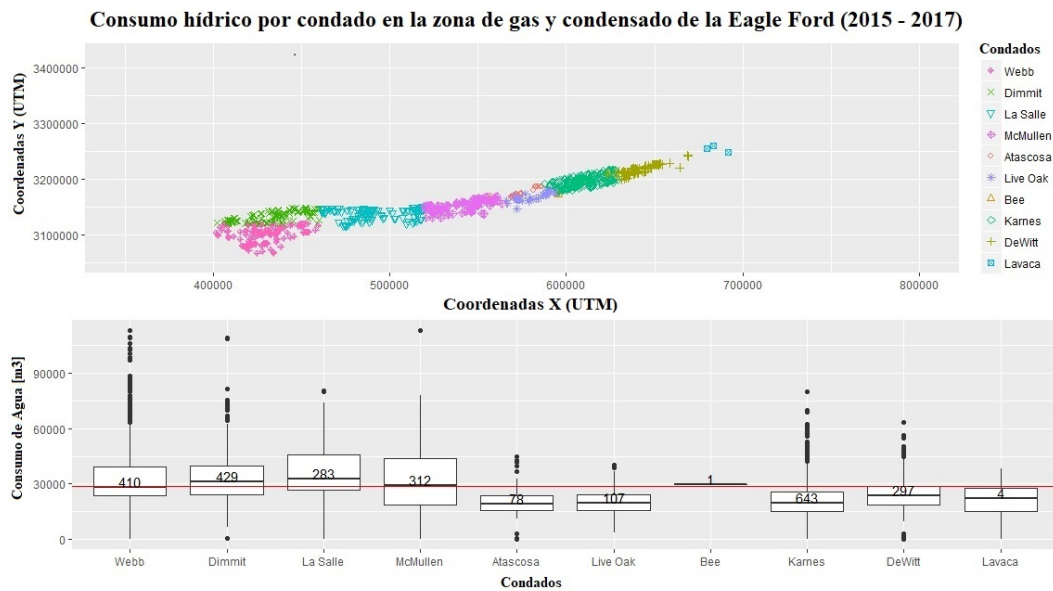


Figura 4.12: Consumo hídrico por condado en la zona de gas y condensados de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

Finalmente, se muestra el total de los pozos sin la separación de los tipos de producción y su consumo hídrico por condado de acuerdo a su ubicación dentro de la Eagle Ford.

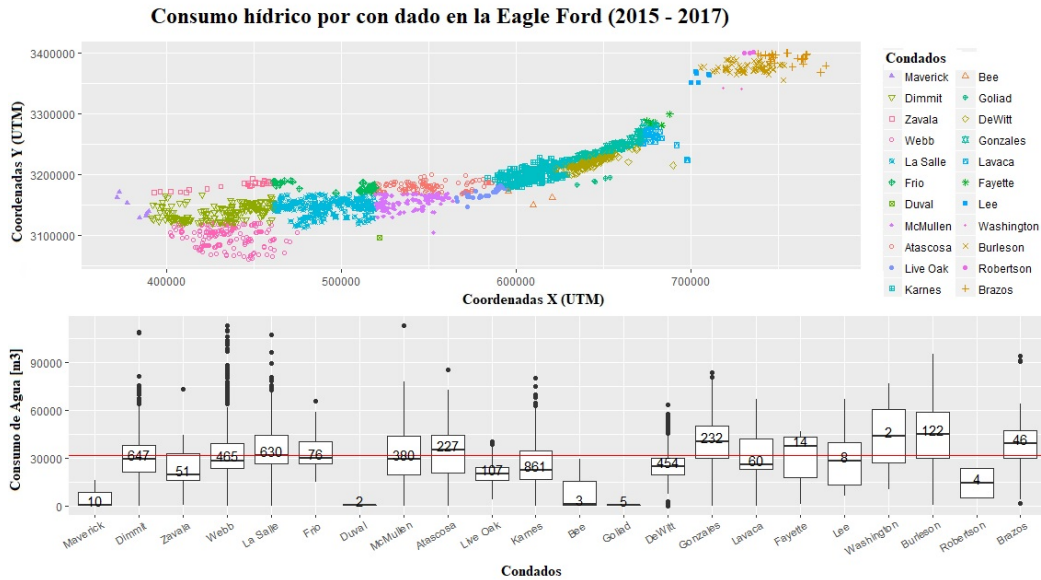


Figura 4.13: Consumo de agua en los pozos con fracturamiento hidráulico en la Eagle Ford, por condado del año 2015 al año 2017.

Como se puede observar, al igual que en los análisis precedentes, la zona de gas seco tiene, en la información existente, muy pocas observaciones como para sacar alguna conclusión realmente representativa del comportamiento del consumo hídrico en esos pozos; no obstante, se puede observar que, en el condado de más observaciones, que es Webb con 55 observaciones, la mediana para el consumo hídrico es de $27,844.2 \text{ m}^3$ y se mantiene por encima de los $27,052.13 \text{ m}^3$ que representa la media general. Esto también se observa para el caso de La Salle en donde se tienen únicamente 3 pozos con la media y mediana por encima de la media general.

Por otra parte, los pozos que se encuentran en la zona de aceite si muestran una tendencia un poco más marcada, aumentando en el consumo hídrico de suroeste a noreste. Se puede observar en la Fig. 4.11, como los 6 primeros condados (aquellos localizados al suroeste de la zona de aceite) de los 17 que se localizan dentro de la zona de aceite, tienen una mediana y media de consumo de agua por debajo de los de la media general presentada en esta zona que es de $35,284.31 \text{ m}^3$. Incluso los primeros 3 condados son los que presentan los menores consumos de agua y sus medias y medianas están por debajo de todos los demás, a excepción del condado de Robertson que tiene 4 observaciones al noreste de la formación. No obstante, la tendencia se presenta con los demás condados y se puede observar como este consumo va en aumento. Tres de los cuatro condados siguientes mantienen una media y mediana por encima de la media general y el cuarto; es decir, DeWitt presenta una gran dispersión hacia arriba. De igual forma los dos condados más alejados, ubicados en los límites de la formación, Burleson y Brazos, tienen los consumos hídricos más altos. Siendo Burleson el de mayor consumo, con una mediana de $44,860.47 \text{ m}^3$ y Brazos el quinto con una mediana de $39,076.93 \text{ m}^3$. Asimismo, otro de los condados más alejados, Washington, a pesar de solamente contar con dos pozos en la zona de aceite, tiene el segundo lugar en el consumo hídrico solamente por debajo de Burleson.

Asimismo, al observar la zona de gas y condensados se puede ver una tendencia inversa a la que presenta la zona de aceite, siendo los condados de menor consumo hídrico, aquellos ubicados

en las zonas del noreste de la formación. En esta zona se encuentran ubicados 10 condados, dentro de los cuales los 4 primeros condados ubicados en la zona suroeste de la formación presentan los consumos hídricos más elevados de la zona y posteriormente disminuye el consumo de agua por debajo de la media general. La Salle es el condado con mayor consumo, teniendo una mediana de $32,849.42 \text{ m}^3$, la cual supera a la media general que es de $28,977.48 \text{ m}^3$. De igual forma los condados aledaños, Webb, Dimmit y McMullen, ocupan la segunda, tercera y cuarta posición en consumo de agua respectivamente. Mientras que los condados más alejados mantienen medias y medianas menores a la media general y con valores bastante homogéneos rondando los 20 y 21 mil metros cúbicos de agua.

Aunado a lo anterior, al evaluar aquellos condados que presentan pozos en las tres zonas de la Eagle Ford, se puede observar que todos presentan la misma tendencia, en donde la zona de aceite presenta los mayores consumos hídricos, seguida por el gas y condensado y finalmente el gas seco. En estos casos el evaluar la media o la mediana puede variar la magnitud de los cambios; sin embargo, la tendencia se observa claramente. Asimismo, la falta de conocimiento preciso de la producción que tiene cada uno de los pozos imposibilita la precisión en el análisis de la zona de gas húmedo/condensados. No obstante, se puede observar que la zona de aceite es la que presenta una media y una mediana mayores a las de las demás zonas, siendo de $35,284.31 \text{ m}^3$ y $33,036.62 \text{ m}^3$ respectivamente. Mientras que la zona de gas seco es la que tiene los menores consumos de agua con una media de $25,463.66 \text{ m}^3$ y una mediana de $27,052.13 \text{ m}^3$. Asimismo, esta tendencia se puede apreciar en la Fig. 4.13 donde los condados que se encuentran al noreste de la formación son aquellos con mayores consumos hídricos.

Sin embargo, como se mencionó anteriormente, el tipo de producción no es factor suficiente para explicar el comportamiento del consumo hídrico y tampoco basta con analizarlo conjuntamente con la profundidad, ya que como se observa, la zona de aceite presenta la menor mediana de profundidad, equivalente a $2,833.54 \text{ m}^3$ y la zona de gas seco es la que tiene la mediana de mayor profundidad con un valor de $3,253.35 \text{ m}^3$. Esto señala que el cambio en el consumo hídrico está más relacionado con características de la formación que afectan a las demás variables. Por ejemplo, el número de etapas afectará la duración del trabajo; sin embargo, el aumento en el consumo hídrico no se debe al aumento en los días laborados, más bien en el aumento de número de etapas. Igualmente, el tipo de producción y profundidad del pozo afectan el consumo hídrico, no obstante, la profundidad afectará en mayor parte al diseño de fracturas para poder determinar la longitud de fractura optima y a su vez el tipo de producción esperado determinará el arreglo de pozos necesarios y esto a su vez la longitud de fractura y el número de etapas necesarias en cada pozo según su ubicación.

4.4. Predicción del consumo hídrico en México

Al analizar la distribución de pozos que se tiene en la muestra, se pudo observar que el espaciamiento de pozos varía significativamente a lo largo de las diferentes zonas de producción que se tienen en el play. Por lo tanto, de la misma manera que Gong et al. [54], se determinó que era necesario establecer diferentes densidades de pozos dependiendo del año y la región que se analizará. No obstante, como se puede observar en la Fig. 4.14 que se muestra a continuación, los pozos ubicados en la zona de Gas Seco son muy pocos y se encuentran muy dispersos, por lo que para esta zona de producción solamente se consideró el valor de la densidad otorgado por los 3 años. De esta manera se evita tener un sesgo dentro del análisis y se obtiene un resultado verdaderamente representativo del comportamiento de la muestra.

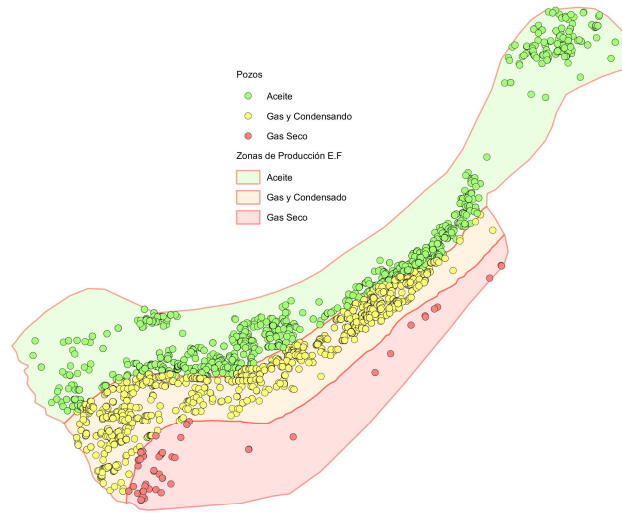


Figura 4.14: Distribución de pozos en las 3 zonas de producción de la Eagle Ford del año 2015 al año 2017.

A partir de los polígonos generados para determinar el espaciamiento de pozos, discretizados por año y por zonas de producción, que se observan con mayor detallan en el capítulo anterior. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla. 4.3 exhibida a continuación.

Año	Pozos por unidad de área [pozo/km2]			
	2015	2016	2017	2015 -2017
Gas Seco	–	–	–	0.9360
Gas y Condensado	0.5281	0.5398	0.4351	0.4189
Aceite	0.3368	0.3245	0.4150	0.3977
General	0.3097	0.3263	0.3271	0.2591

Tabla 4.3: Densidad de pozos por zona de producción del año 2015 al año 2017

Al comparar los resultados obtenidos con el análisis realizado por Scanlon et. al.[44] se puede observar que los valores conseguidos se encuentran dentro de los límites que ellos establecieron. Incluso los valores obtenidos en este estudio describen el comportamiento de más del 85 % de la muestra utilizada por Scanlon et. al.[44]. Asimismo, en la Fig. 4.15 que se muestra a continuación, se puede observar la discretización de los bloques realizada tanto para los acuíferos como para las zonas de producción para poder obtener las áreas a licitar para cada acuífero y para cada zona de producción.

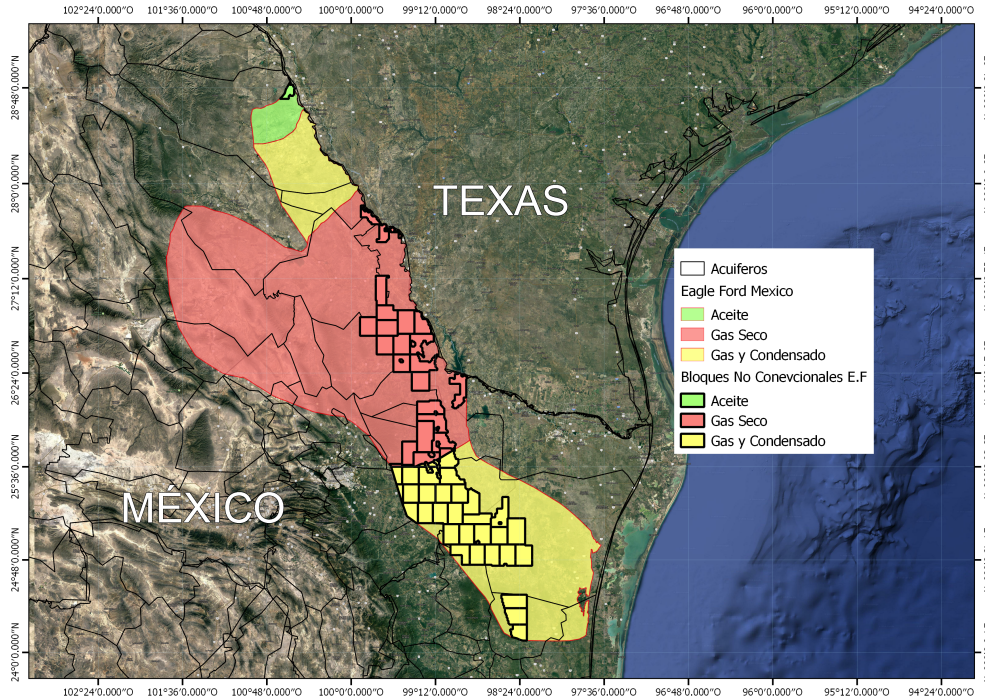


Figura 4.15: Categorizado de los bloques y acuíferos afectados por cada zona de producción de la Eagle Ford en México.

En la Tabla. 4.4 se puede observar el número de pozos que se requerirán para el desarrollo de los bloques no convencionales próximos a licitar, según la zona de producción en la que se encuentren. Como se puede observar la zona de Gas Seco es la zona donde se requerirán más pozos a pesar de que la zona de Gas y Condensados tiene una mayor superficie total a licitar.

Zona de Producción	Área total [km ²]	Área a licitar [km ²]	No. Pozos	Consumo hídrico por pozo [10 ³ m ³]				
				Q1	Mediana	Media	Q3	Media (Scanlon)
Gas y Condensados	26,473.144	8,966.209	3,756.281	70,783.351	96,821.887	108,845.742	137,322.104	68,589.683
Gas Seco	43,886.134	6,031.367	5,645.480	85,816.937	152,721.516	143,756.494	195,068.259	103,086.459
Aceite	1,611.534	263.130	104.641	2,538.908	3,457.029	3,692.157	4,658.727	1,910.747
Total	71,970.812	15,260.706	9,506.401	159,139.195	253,000.432	256,294.393	337,049.091	173,586.889
General	71,970.812	15,260.706	3,953.924	80,936.833	111,911.877	124,374.647	158,425.845	72,198.660

Tabla 4.4: Escenarios de consumo por cuartiles para los bloques a licitar en cada zona de producción de la Eagle Ford en México.

En la Tabla. 4.4 precedente, se debe considerar que el total corresponde a la suma de los valores otorgados por las 3 zonas de producción, mientras que el valor general está determinado por los valores obtenidos a partir del análisis general. Es decir, el análisis general no contempla una distinción de zonas productoras, por lo que la distribución es homogénea y por lo tanto contempla más zonas sin pozos existentes en el periodo de tiempo evaluado. Esto genera que el número de pozos sea menor y por ende requiere una menor cantidad de agua para su explotación.

El área total a licitar está compuesta por una superficie total de 15,260.71K m², dividida en sus respectivas zonas de producción mostradas en la Tabla. 4.4. Como se puede observar el número de pozos totales requeridos para el desarrollo de todos los bloques planteados en el Plan Quinquenal de la SENER que competen a la Eagle Ford, es un total de 9,507 pozos, o bien en un escenario más conservador y con un mayor espaciamiento entre pozos sería de casi 4,000 pozos.

4. RESULTADOS Y DISCUSIONES

Esto a su vez genera que la mediana del consumo de agua para esta cantidad de pozos sea de 253 millones de m^3 y casi 112 millones de m^3 respectivamente.

De igual manera en las tablas 4.5 y 4.6 que se presentan a continuación, se muestran los resultados obtenidos para el análisis de la disponibilidad de los acuíferos y su afectación por el desarrollo de los bloques de lutitas. Donde se puede observar que de los 12 acuíferos que constituyen la zona de interés, el acuífero Bajo Río Bravo, ubicado en el extremo norte del estado de Tamaulipas, es el que cuenta con la mayor disponibilidad hídrica anual, con casi 130 Hm^3 . Por otro lado, existen 3 acuíferos al norte de Nuevo León que cuentan con disponibilidades negativas, de los cuales, el acuífero Citrícola Norte es el que tiene el mayor déficit hídrico ha alcanzando casi los 120 Hm^3 negativos.

Escenario con 2311 Pozos								
ID Acuíf	Nombre Acuífero	Disponibilidad [Hm^3]	Área total a licitar [km^2]	Área parcial [km^2]	Zona	No. Pozos	Consumo [$10^3 m^3$]	Nueva Disponibilidad [Hm^3]
514	Hidalgo	1.68749	45.1824	45.1824	Gas Seco	10	270.52	1.41697
501	Allende - Piedras Negras	73.727816	262.6382	262.6382	Aceite	25	825.925	72.901891
1905	Agualeguas - Ramones	23.062289	180.041	180.041	Gas Seco	41	1109.132	21.953157
2801	Bajo Río Bravo	129.701798	3187.2036	3094.7376	Gas Seco	704	19044.608	110.425206
				92.466	Gas y Condensados	9	231.984	
1913	China - General Bravo	15.682138	1525.5818	1116.977	Gas Seco	254	6871.208	7.728338
				408.6048	Gas y Condensados	42	1082.592	
1912	Citrícola Norte	-119.50991	1372.1775	1372.1775	Gas y Condensados	140	3608.64	-123.11855
1914	Citrícola Sur	-37.166659	60.8616	60.8616	Gas y Condensados	6	154.656	-37.321315
2805	Jimenez - Abasolo	17.954692	902.0792	902.0792	Gas y Condensados	92	2371.392	15.5833
1903	Lampazos - Anahuac	45.236718	393.9015	393.9015	Gas Seco	90	2434.68	42.802038
2802	Mendez - San Fernando	18.309803	5894.4225	5894.4225	Gas y Condensados	600	15465.6	2.844203
1902	Sabinas - Paras	-29.450609	1200.0722	1200.0722	Gas Seco	273	7385.196	-36.835805
2804	San Carlos	14.517694	235.6679	235.6679	Gas y Condensados	24	618.624	13.89907

Tabla 4.5: Disponibilidad de los acuíferos afectados por los bloques a licitar. Escenario con la media anual de pozos fracturado (2,310 pozos)

Escenario con 3512 Pozos								
ID Acuíf	Nombre Acuífero	Disponibilidad [Hm^3]	Área total a licitar [km^2]	Área parcial [km^2]	Zona	No. Pozos	Consumo [$10^3 m^3$]	Nueva Disponibilidad [Hm^3]
514	Hidalgo	1.68749	45.1824	45.1824	Gas Seco	16	432.832	1.254658
501	Allende - Piedras Negras	73.727816	262.6382	262.6382	Aceite	39	1288.443	72.439373
1905	Agualeguas - Ramones	23.062289	180.041	180.041	Gas Seco	62	1677.224	21.385065
2801	Bajo Río Bravo	129.701798	3187.2036	3094.7376	Gas Seco	1070	28945.64	100.395294
				92.466	Gas y Condensados	14	360.864	
1913	China - General Bravo	15.682138	1525.5818	1116.977	Gas Seco	386	10442.072	3.616178
				408.6048	Gas y Condensados	63	1623.888	
1912	Citrícola Norte	-119.50991	1372.1775	1372.1775	Gas y Condensados	212	5464.512	-124.974422
1914	Citrícola Sur	-37.166659	60.8616	60.8616	Gas y Condensados	9	231.984	-37.398643
2805	Jimenez - Abasolo	17.954692	902.0792	902.0792	Gas y Condensados	140	3608.64	14.346052
1903	Lampazos - Anahuac	45.236718	393.9015	393.9015	Gas Seco	136	3679.072	41.557646
2802	Mendez - San Fernando	18.309803	5894.4225	5894.4225	Gas y Condensados	912	23507.712	-5.197909
1902	Sabinas - Paras	-29.450609	1200.0722	1200.0722	Gas Seco	415	11226.58	-40.677189
2804	San Carlos	14.517694	235.6679	235.6679	Gas y Condensados	36	927.936	13.589758

Tabla 4.6: Disponibilidad de los acuíferos afectados por los bloques a licitar. Escenario con la máxima cantidad de pozos desarrollados en la Eagle Ford en Texas (3,510 pozos)

Cabe mencionar que debido al redondeo de los pozos las cifras iniciales de 2,311 y 3,512 pozos se ajustaron a 2,310 y 3,510 pozos respectivamente. De este número de pozos, aproximadamente el 39.51 % corresponden a la zona de Gas y Condensados, 59.39 % a Gas Seco y solamente 1.1 % a la zona de Aceite. Debido al redondeo considerado por el porcentaje espacial de la superficie ocupada por cada bloque de licitación con respecto al área total de cada zona, en el primer escenario se considera que la zona de Gas y Condensados tendrá 913 pozos, la zona de Gas Seco 1,372 pozos y la zona de Aceite únicamente 25 pozos. En el segundo escenario se determinó que la zona de Gas y Condensados estará conformada por 1,386 pozos, la zona de Gas Seco tendrá

2,085 pozos y la zona de Aceite 39 pozos.

Asimismo, se puede apreciar que, para el cálculo de las nuevas disponibilidades de los acuíferos, el número de pozos está en función de las zonas de producción, por lo que en los dos casos de los acuíferos en los que se presentan dos zonas de producción, se les otorgó el valor de ambos pozos y con la suma de los consumos presentadas en ambas zonas se realizó el balance para obtener la nueva disponibilidad. La variabilidad de la disponibilidad se puede apreciar de mejor manera en las Fig. 4.16, 4.17 y 4.18 presentadas a continuación, en donde se muestran las disponibilidades iniciales, así como las de los 2 escenarios generados.

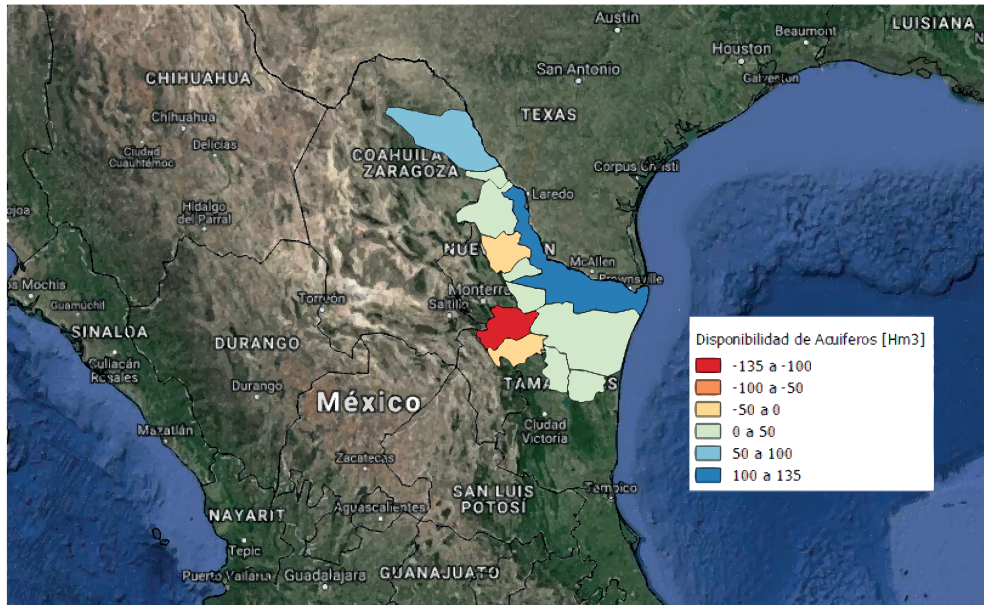


Figura 4.16: Disponibilidad hídrica inicial de los acuíferos afectados por los bloques de la Eagle Ford.

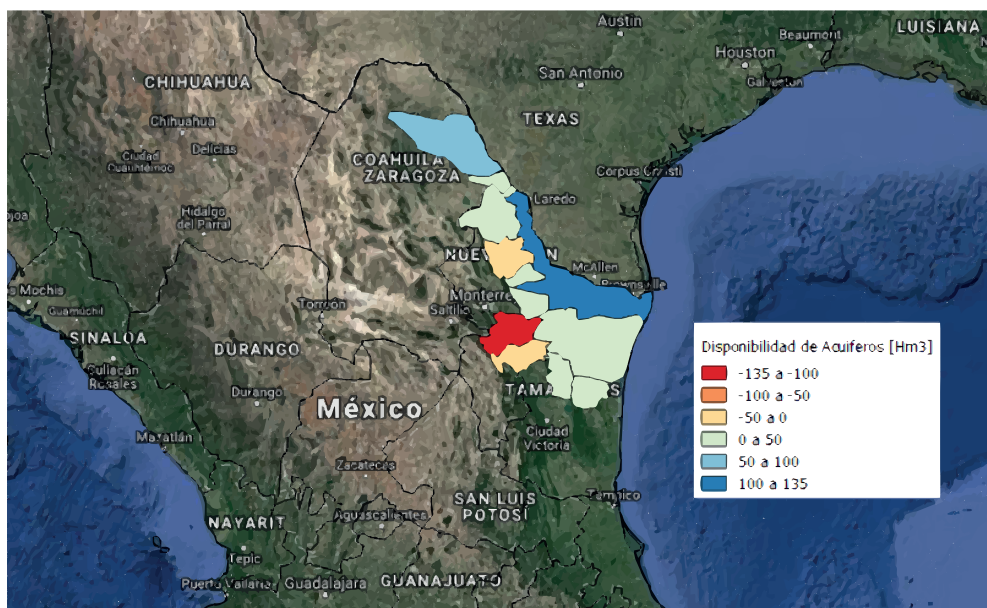


Figura 4.17: Disponibilidad hídrica inicial de los acuíferos afectados por los bloques de la Eagle Ford con 2,310 pozos.

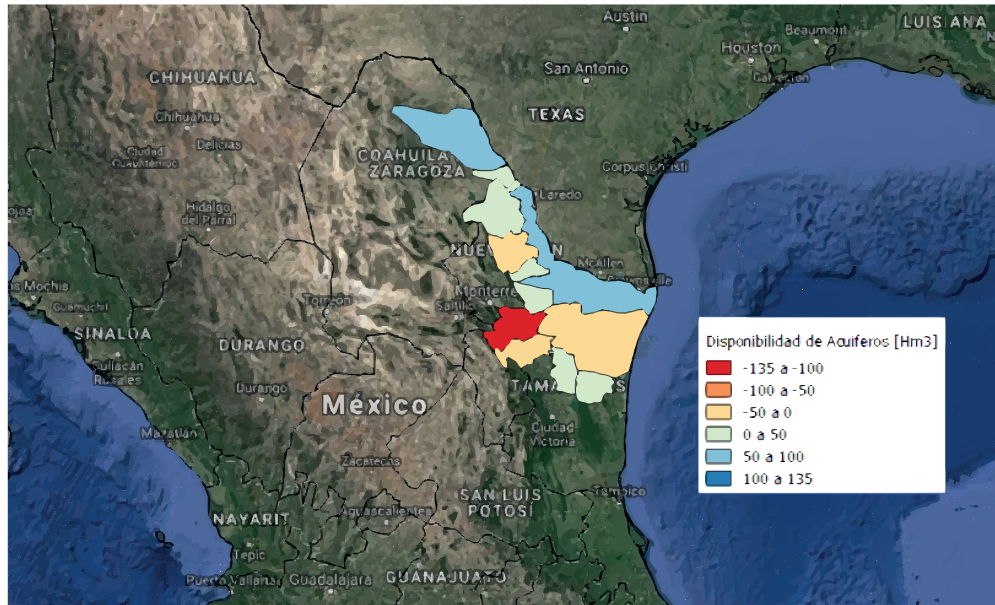


Figura 4.18: Disponibilidad hídrica inicial de los acuíferos afectados por los bloques de la Eagle Ford con 3,510 pozos.

Como se puede observar en ambos escenarios, el acuífero Bajo Río Bravo es donde se ubicaría la mayor cantidad de pozos, contando con 713 pozos en el primer escenario y 1,084 pozos para el segundo escenario. No obstante, al ser el acuífero con mayor disponibilidad hídrica en la región, el consumo requerido para el desarrollo del fracturamiento hidráulico en este acuífero solamente representa una disminución del 14.9% y 22.6% de la disponibilidad hídrica anual existente actualmente para cada escenario respectivamente. Incluso en los 3 acuíferos de Nuevo León con disponibilidades hídricas anuales negativas, se puede observar que la afectación debida al fracturamiento hidráulico es mínima, ya que tanto para el acuífero Citrícola Norte y el acuífero Citrícola Sur, la cantidad de agua requerida para el fracturamiento hidráulico genera una disminución del 4.6% y 0.6% respectivamente. Mientras que el acuífero Sabinas – Paras es aquel que presenta la mayor diferencia de los 3 acuíferos sin disponibilidad, donde se requiere aproximadamente un 40% de agua adicional a la que se extrae actualmente, consumiendo $11.226 Hm^3$ más de agua dulce.

El consumo de agua para el fracturamiento hidráulico con respecto a la disponibilidad hídrica anual en cada acuífero representa un aumento promedio del 18.61% para el escenario con 2,310 pozos y del 28.38% en el escenario con 3,510 pozos. Sin embargo, al observar el comportamiento de los 12 acuíferos analizados, la disponibilidad hídrica anual total correspondiente a todos los acuíferos dentro del play de la Eagle Ford en México disminuye de $153.8 Hm^3$ a $92.28 Hm^3$ y $60.35 Hm^3$ para cada escenario respectivamente. Como se mencionó anteriormente, el mayor consumo de agua se localizaría en el acuífero Bajo Río Bravo, por el número de pozos que se ubicarían dentro del mismo; no obstante, la mayor afectación a la disponibilidad hídrica anual es generada en el segundo acuífero de mayor tamaño llamado Méndez – San Fernando. Este acuífero es el segundo acuífero con mayor número de pozos, el cual se ubica dentro de la zona de Gas y Condensados, debajo del acuífero Bajo Río Bravo en el estado de Tamaulipas. Al analizar el escenario con 2,310 pozos, se puede observar que la disponibilidad hídrica anual de este acuífero se ve reducida en un 84.5% y aun más alarmante, en el escenario con 3,510 pozos su disponibilidad hídrica anual presenta un déficit del 28.39%; es decir, que en este escenario, este acuífero necesitaría $5.2 Hm^3$ adicionales para abastecer las extracciones de agua totales incluyendo el consumo de agua destinado para el fracturamiento hídrico para el desarrollo de

los bloques de lutitas que se encuentran en esta zona.

Asimismo, cabe mencionar, que existen 2 acuíferos en la zona de la Eagle Ford en México, los cuales pueden quedar sin disponibilidad en caso de que aumente el consumo hídrico de la región, aunado al consumo por el fracturamiento hidráulico, Uno de ellos es el acuífero China - General Bravo, el segundo acuífero más afectado con un 77 % de disminución en su disponibilidad hídrica anual debido al fracturamiento hidráulico en 449 pozos correspondientes al segundo escenario con 3,510 pozos. Esta disminución genera que el acuífero quede con una disponibilidad hídrica anual de tan sólo 3.62 Hm^3 , la cual representa la segunda disponibilidad hídrica anual más baja (sin contar los 4 acuíferos mencionados que no tienen disponibilidad) de los 12 acuíferos analizados, solamente por encima del acuífero Hidalgo en el estado de Coahuila. A pesar de que este acuífero contempla un desarrollo de únicamente 16 pozos (para el segundo escenario), también es el acuífero que tiene la menor disponibilidad hídrica anual actualmente, contando solamente con 1.7 Hm^3 . Por lo tanto el consumo hídrico destinado para el fracturamiento hidráulico en estos 16 pozos, genera una disminución del 25.6 %, quedando una disponibilidad hídrica anual de 1.25 Hm^3 . Consecuentemente, estos dos acuíferos, China – General Bravo e Hidalgo, podrían quedar rápidamente sin disponibilidad en conjunto con los otros 4 acuíferos mencionados anteriormente.

Conclusiones

Como se pudo observar en los resultados obtenidos, la variación del consumo de agua no puede ser explicada únicamente tomando en cuenta la profundidad, duración y tipo de producción. De estas 3 variables la duración del trabajo de fracturamiento hidráulico es la menos importante, ya que esta depende de muchos factores externos que no necesariamente están relacionados al consumo de agua, como por ejemplo factores ambientales o políticas laborales. Por otro lado, a pesar de que la profundidad y el tipo de producción efectivamente afectan el consumo hídrico, estas pueden ser explicadas por la ubicación en la que se encuentran, por lo que la variable de importancia es la localización del pozo, específicamente de la terminación del mismo, ya que esta variable toma en cuenta factores geológicos de la formación que pueden afectar la efectividad del fracturamiento hidráulico, tales como: el contenido de carbonatos, la compactación de la formación o el contenido de lutitas. Estas variables son altamente heterogéneas a lo largo de toda la formación, presentando hasta 6 facies a lo largo del play. Consecuentemente, al tomar en cuenta estos factores se puede asumir que el consumo hídrico en México será menor al consumo en Texas, debido a la gran cantidad de carbonatos presentes en la formación en la parte de México lo cual ayuda a la efectividad del fracturamiento hidráulico.

Igualmente, en un primer análisis de los resultados obtenidos, se puede observar que existe una disponibilidad hídrica anual de cuando menos 60.35 Hm^3 en el caso de mayor desarrollo (3,510 pozos) o bien de 92.28 Hm^3 considerando un escenario medio, para otorgar concesiones para la extracción de agua para el fracturamiento hidráulico de los pozos a desarrollar dentro de los bloques que se licitaran dentro de los límites de la Eagle Ford en México propuestos en el Plan Quinquenal de SENER en el año 2017. Solamente, el consumo de agua para el fracturamiento hidráulico en el caso del acuífero Méndez – San Fernando, supera por un 28.4% al volumen de agua de la disponibilidad hídrica anual. En los 11 acuíferos restantes, el consumo hídrico es mucho menor a la disponibilidad hídrica anual actual. La mitad de los acuíferos tendrán un requerimiento de agua menor al 10% de su disponibilidad anual para el fracturamiento hidráulico y solamente el 17% de ellos, superan un requerimiento de 40% de la disponibilidad anual, siendo estos acuíferos.

No obstante, al evaluar el escenario con el mayor número de pozos desarrollados en un año en el play de la Eagle Ford en la parte de Texas (3,510 pozos), la disponibilidad hídrica anual de la zona tendría una disminución por encima del 60%. Esto es sumamente importante ya que como se ha mencionado anteriormente, la mayor parte de los recursos técnicamente recuperables de shale gas/oil en México se encuentran en regiones con una gran competencia por los pocos recursos hídricos (tanto superficiales como subterráneos) existentes. En los 12 acuíferos analizados, alrededor del 65.5% de las extracciones de agua son destinadas para el sector agrícola, alcanzando 88.33% en el caso del acuífero Citrícola Norte [55]. De igual forma en estas zonas

de estrés hídrico alto o extremadamente alto, el consumo de agua doméstico y pecuario llega a alcanzar porcentajes del 30 % [55].

Aunado a lo anterior se deben contemplar las distintas crisis globales que han ocurrido en los últimos años como el cambio climático o la seguridad alimenticia, las cuales tienen un impacto directo sobre el agua. En su reporte acerca del agua del año 2012, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) menciona que se estima un crecimiento poblacional de 6.9 mil millones de habitantes en el año 2010, a 8.3 mil millones en el año 2030 y 9.1 mil millones de habitantes en el año 2050. Esto representará un aumento del 50 % en la demanda de alimentos para el 2030 y un aumento del 70 % para el 2050 en todo el mundo [56]. Esta situación eleva el valor de los escasos recursos hídricos ubicados en las zonas de los plays de lutitas, por lo que las empresas y operadores que busquen desarrollar los bloques de lutitas en México deberán competir con los sectores agrícolas, domésticos, pecuarios e industriales por el suministro de agua. Esta competencia podría incurrir en riesgos financieros, administrativos y fiscales para aquellas empresas interesadas en el desarrollo de los bloques de shale gas/oil.

En el último siglo, el uso global de agua ha sufrido un aumento por más del doble de la tasa de crecimiento poblacional [57], lo cual ha incrementado la severidad de la escasez de agua en varias zonas, generando escasez incluso en zonas con disponibilidades hídricas relativamente buenas. El crecimiento demográfico, aunado al gran desarrollo urbano, el cambio climático y la contaminación ambiental, han aumentado la presión sobre los recursos hídricos, sobre todo en regiones áridas y semiáridas. El play de lutitas de la Eagle Ford se encuentra en los estados de Coahuila, Nuevo León y Tamaulipas, estados con un clima predominantemente seco o semiseco, donde las zonas más al sur pueden llegar a tener un clima semicálido húmedo [58]. Asimismo, estas zonas presentan una alta variabilidad interanual de la precipitación, variando entre los 350 mm y 770 mm anuales [55]. Esto crea retos adicionales para asegurar el suministro de agua dulce a lo largo de todo el año, sobre todo en las zonas áridas donde se pueden llegar a presentar sequías y se debe abastecer el consumo poblacional a lo largo de todo el año.

Al ser el consumo hídrico del fracturamiento hidráulico un consumo relativamente rápido e inmediato, se debe buscar nuevas formas de reutilizar estos recursos o bien darles un tratamiento para poderlos destinar a otros usos, ya que a pesar de no representar el mayor consumo de agua, su reutilización, buen manejo y buena disposición apoyaría en el consumo de otros sectores y de esta manera cuidar el recurso hídrico. Muchas empresas comienzan a enfocarse en el reúso del agua utilizada, o bien reciclar el agua producida (tanto agua de retorno como agua producida de la formación en conjunto con los hidrocarburos). No obstante el agua producida constituye un pequeño porcentaje de los requerimientos hídricos para el fracturamiento hidráulico. Esto se puede apreciar en el caso de la formación Marcellus en Estados Unidos, en la cual casi el 100 % del agua es reciclada; sin embargo, esta agua solamente representa del 10 al 30 por ciento o menos del agua requerida para el fracturamiento hidráulico [44]. El promedio del agua de retorno y el agua producida en Pennsylvania es de $1,700 m^3$ y $2,800 m^3$ por pozo [59] respectivamente, mientras que el consumo hídrico promedio es de $16,700 m^3$ por pozo [37]. Por lo que a pesar de que varias empresas y compañías comienzan a reciclar el agua producida, esto no presenta una solución completa al problema. Adicionalmente se considera la alternativa de utilizar el agua residual municipal, de tal manera que se recicle y se le dé el tratamiento como al agua producida, con lo que se podría cumplir con los requerimientos de agua para el fracturamiento hidráulico.

De igual manera las operadoras y empresas interesadas en el desarrollo de los bloques de lutitas en México deberán buscar otras fuentes de suministro de agua para todos los procesos de fracturamiento hoidráulico como los acuíferos de agua salada o agua semi-salada (brackish

5. CONCLUSIONES

wáter). Los avances tecnológicos han permitido el aumento en el uso de agua salada, incluso puede llegar a tener hasta 285,000 mg por litro del total de sólidos disueltos (TDS por sus siglas en Inglés) [60]. Asimismo, el uso de brackish water puede ser otra gran alternativa; sin embargo, la caracterización de acuíferos salinos y acuíferos profundos es muy limitada y la información que se tiene al respecto es muy poca. Por lo que se sugiere que en los contratos de licitación de los bloques en estas zonas se considere la caracterización de estos acuíferos por parte del contratista para poder tener un mejor conocimiento al respecto de la cantidad y calidad de los recursos hídricos en este tipo de acuíferos.

Aunado a lo anterior, cabe mencionar, que como se pudo observar en los resultados obtenidos, existen 3 acuíferos sin disponibilidad en el estado de Nuevo León. Incluso el acuífero Citrícola Norte presenta la mayor sobreexplotación, con un déficit de 119.5 Hm^3 . Al comenzar el desarrollo del play de la Eagle Ford en México, la disponibilidad regional se verá reducida aún más, por lo que en acuíferos con altos niveles de disponibilidad hídrica anual como el acuífero Bajo Río Bravo o el acuífero Lampazos – Anáhuac no se verán gravemente afectados a pesar de que se desarrolle una gran cantidad de pozos en estas zonas. No así, en acuíferos como Hidalgo o China – General Bravo con bajas disponibilidades hídricas anuales, la afectación podría llegar a ser mayor y generar una escasez de recursos, provocando un déficit en la disponibilidad hídrica anual, así como una sobreexplotación de los acuíferos. Esto implicaría que, en conjunto con los 3 acuíferos mencionados, más del 50 % de los acuíferos en la región presentarían una sobreexplotación, por lo que sería recomendable, como se comentó en puntos anteriores, buscar abastecer el suministro de agua mediante el agua salada en el caso de los bloques de Tamaulipas cercanos al Golfo de México, evitando de esta manera el uso innecesario de agua dulce. Cabe mencionar que los bloques licitados solamente representan un 21.2 % del total de las zonas productoras que ocupa la Eagle Ford, por lo que en caso de un éxito geológico, se podría esperar que se liciten más bloques y por ello el total de pozos aumente, generando un incremento en el consumo total de agua.

Aunado a lo anterior, con el análisis conjunto de los químicos utilizados en el fluido fracturante, se pudo observar que los principales químicos utilizados eran el cuarzo, ácido clorhídrico, goma guar y destilados del petróleo. El promedio de agua utilizado está por encima del 86 %, seguido por el apuntalante o cuarzo con un promedio de 12.8 % y la fracción de aditivos adicionales no mencionados ocupan apenas un 0.7 % del total del fluido. Sin embargo esta lista de sustancias pueden afectar gravemente al medio ambiente, por lo que es necesario antes de comenzar el proyecto determinar la línea base ambiental, así como las posibles afectaciones a recursos hídricos aledaños o cercanos al yacimiento para poder evitar daños ambientales.

Finalmente cabe mencionar que la falta de un formato estandarizado y consistente para realizar los reportes de los procesos y operaciones de fracturamiento hidráulico, genera problemas para realizar análisis realmente representativos del comportamiento de la muestra. Asimismo, causa que información necesaria sea omitida, lo cual genera errores y sesga la evaluación o estudio. Los autores creen pertinente mencionar que los datos más importantes y relevantes dentro de los procesos de fracturamiento hidráulico son: la profundidad, ubicación del pozo, dirección del pozo, terminación del pozo (ubicación de los intervalos), consumo total de fluido fracturante, porcentaje de agua total utilizado como fluido base, número de etapas, volumen de agua utilizado por etapa, gasto de inyección, longitud promedio de la fractura, tipo de producción y producción inicial, por lo que se recomienda que los reportes contengan dicha información.

A.1. Figuras

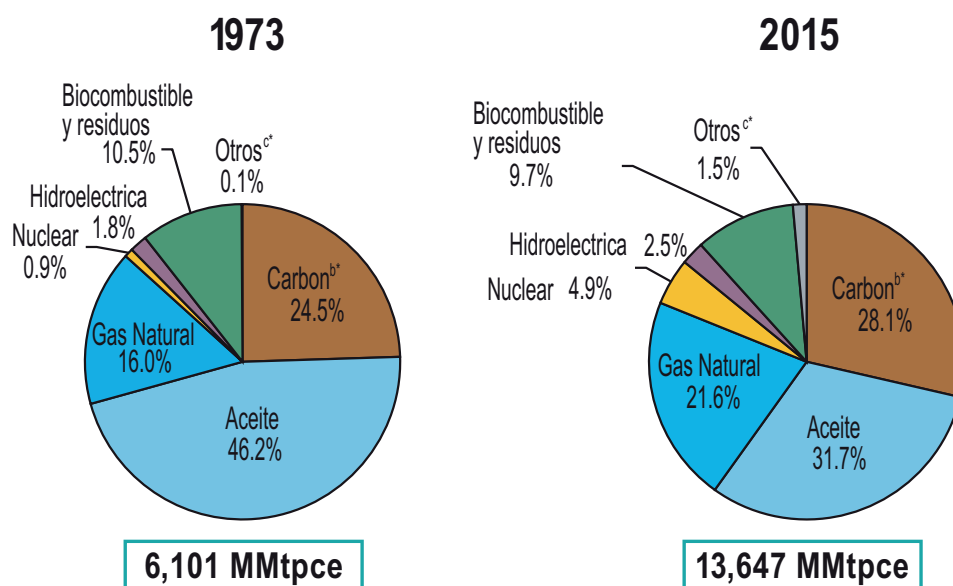


Figura A.1: Suministro mundial a* de energía primaria en 1973 y 2015 a) Mundial incluye aviación y bunkers marinos. b) incluye aceite de lutitas y de turbas. c) Incluyen geotérmica, solar, eólica y otras. [1].

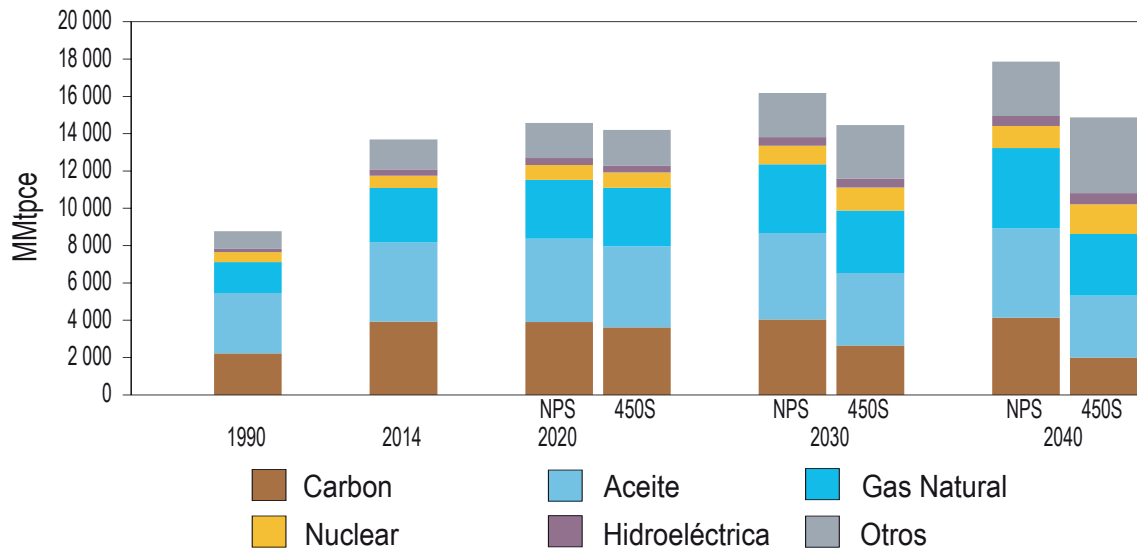


Figura A.2: Proyección del suministro total de energía primaria al año 2040. [1].

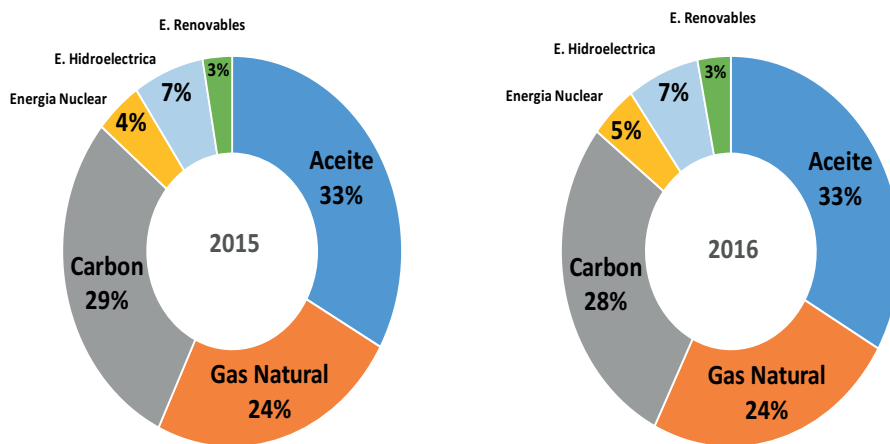


Figura A.3: Consumo mundial de energía primaria en el año 2015 y 2016. [2].

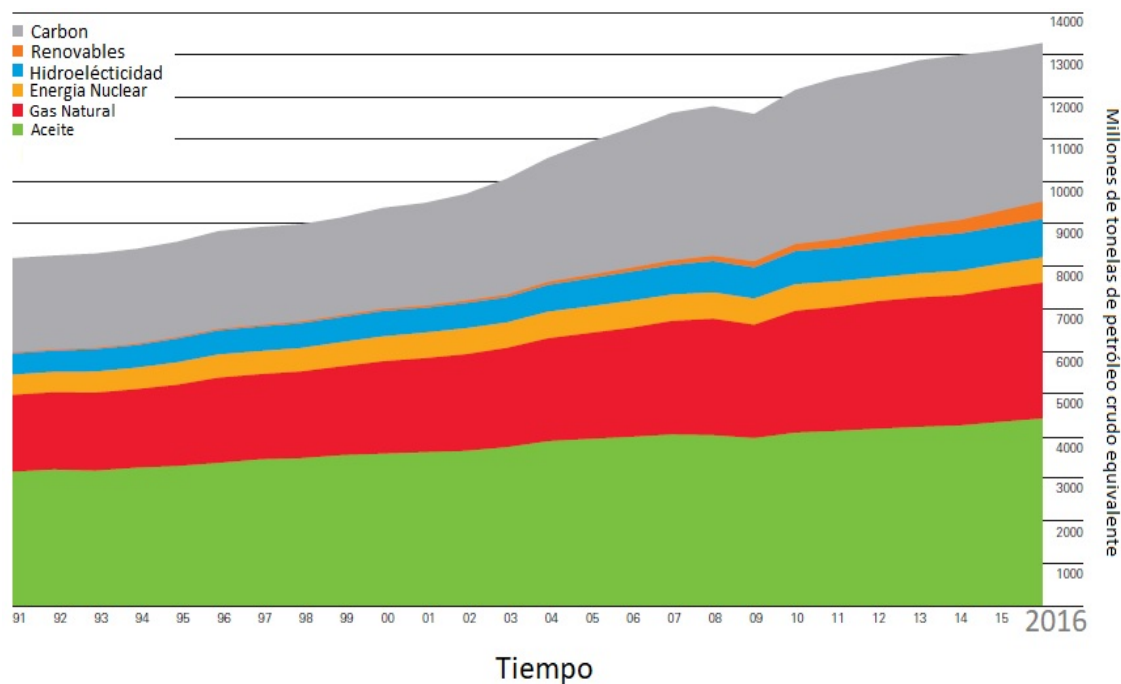


Figura A.4: Consumo mundial de energía primaria según el tipo de combustible. [2]

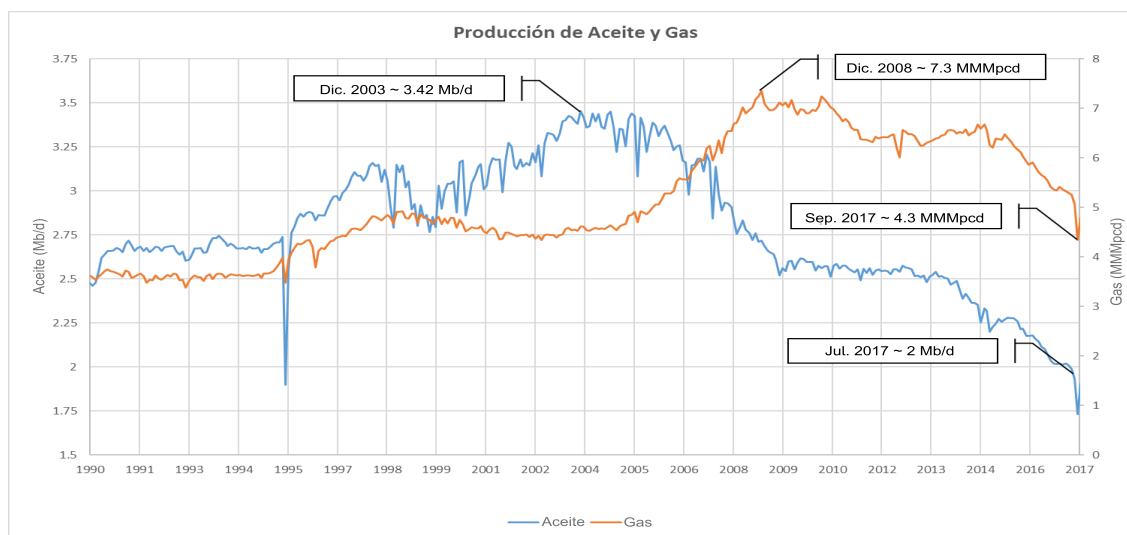


Figura A.5: Producción de aceite y gas en México desde el año 1990 hasta diciembre del año 2017. [6].

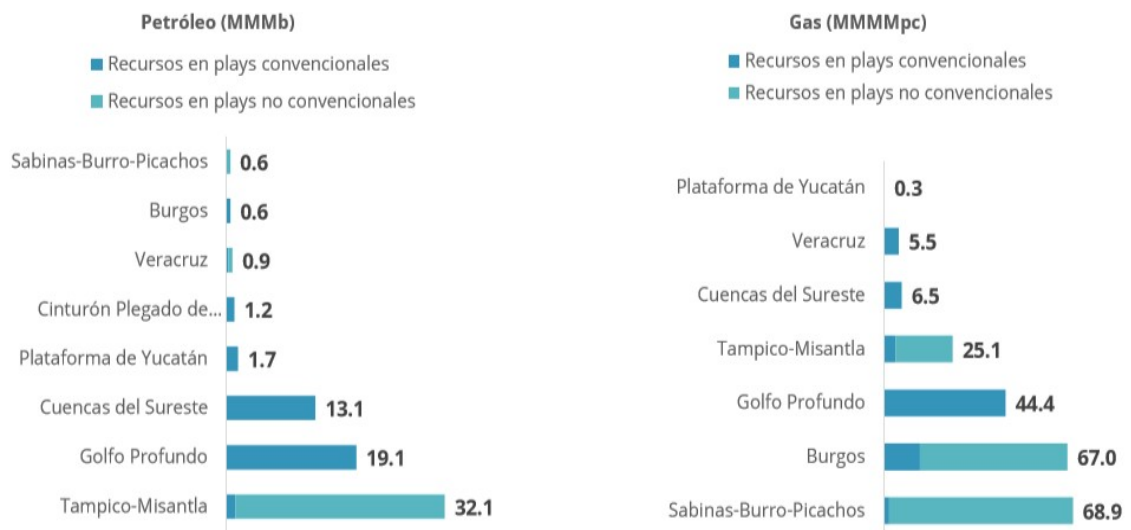


Figura A.6: Distribución de los recursos prospectivos en México. [11].

RANK ^a	PAIS	EXPOSICIÓN PROMEDIO AL USO DE AGUA SOBRE LOS RECURSOS DE SHALE GAS	RANK ^a	PAIS	EXPOSICIÓN PROMEDIO AL USO DE AGUA SOBRE LOS RECURSOS DE SHALE OIL
1	China	Alto	1	Federación Rusa	Bajo
2	Argentina	Bajo a Medio	2	Estados Unidos	Medio a Alto
3	Algeria	Arido y bajo uso de Agua	3	China	Alto
4	Canada	Bajo a Medio	4	Argentina	Bajo a Medio
5	Estados Unidos	Medio a Alto	5	Libya	Arido y bajo uso de Agua
6	México	Alto	6	Australia	Bajo
7	Australia	Bajo	7	Venezuela, RB	Bajo
8	South Africa	Alto	8	México	Alto
9	Russian Federation	Bajo	9	Pakistan	Extremadamente Alto
10	Brazil	Bajo	10	Canada	Bajo a Medio
11	Venezuela	Bajo	11	Indonesia	Bajo
12	Poland	Bajo a Medio	12	Colombia	Bajo
13	France	Bajo a Medio	13	Algeria	Arido y bajo uso de Agua
14	Ukraine	Bajo a Medio	14	Brazil	Bajo
15	Libya	Arido y bajo uso de Agua	15	Turkey	Medio a Alto
16	Pakistan	Extremadamente Alto	16	Egypt, Arab Rep.	Arido y bajo uso de Agua
17	Egypt, Arab Rep.	Arid & Low Water Use	17	India	Alto
18	India	Alto	18	Paraguay	Medio a Alto
19	Paraguay	Medio a Alto	19	Mongolia	Extremadamente Alto
20	Colombia	Bajo	20	Polonia	Bajo a Medio

Tabla A.1: Exposición promedio al estrés hídrico en los Plays de Lutitas en el mundo. [45].

País	Play	Terminación del pozo		Uso de agua en FH	
		Año	Pozos	Total (10 ⁶ m3)	Media (10 ³ m3/pozo)
USA	Eagle Ford	2013	3,512	67.4	19.2
		2012	2,744	47.2	17.2
		2011	1,558	26.5	17
		2010	426	9.1	21.4
		2009	61	1.4	23.1
		Total	8,301	151.6	18.26
	Bakken	2013	213	22.3	10.55
		2012	1,976	17.97	9.09
		2011	1,296	10.31	7.96
		2010	822	5.06	6.15
		2009	495	1.74	3.52
		2008	485	1.35	2.78
		2007	280	0.64	2.29
		2006	222	0.31	1.39
		2005	179	0.21	1.18
	Total	7,868	59.88	7.61	
	Marcellus	2013	3,142	51.994	16.548
	Permian	2013	9,308	39.446	4.238
	Barnett	2013	2,380	36.374	15.283
	Haynesville	2013	1,509	31.632	20.962
Fayetteville	2013	1,449	28.626	19.756	
Piceance	2013	1,697	16.672	9.824	
Granite Wash	2013	951	13.644	14.347	
DJ Basin	2013	3,069	9.416	3.068	
ARG	Vaca Muerta	2015	315	1.531	4.860
		2014	286	1.419	4.962
		2013	142	0.689	4.852
		Total	743	3.639	4.898
CHN	Fuling	2014	24	0.7288	30.366
Canadá	Horn River Basin	2015	0	0	0
		2014	17	1.507	88.634
		2013	18	1.423	79.069
		2012	50	3.846	76.923
		Total	85	6.77577	79.715
	Montney - Heritage	2015	241	2.946	12.225
		2014	275	2.855	10.383
		2013	206	1.721	8.356
		2012	205	1.37	6.684
	Total	927	8.893	9.593	
	Montney - North	2015	280	4.552	16.258
		2014	319	3.813	11.953
		2013	197	2.148	10.907
		2012	136	1.367	10.053
		Total	932	11.880	12.747
	Liard Basin	2015	2	0.187	93.314
		2014	2	0.014	7.166
		2013	1	0.0201	20.106
		2012	1	0.00014	0.144
		Total	6	0.221	36.8663333
	Cordova Embayment	2015	0	0	0
		2014	0	0	0
		2013	0	0	0
2012		15	0.551	36.739	
Total		15	0.551	36.733	

Tabla A.2: Consumo hídrico en los principales plays de lutitas en el mundo. [37, 41, 42, 46, 48, 49].

País	Formación	Terminación del pozo				Uso de agua en FH			Producción			
		Año	Pozos	Profundidad media (m)	Longitud media (m)	Total (10 ⁶ m ³)	Media (10 ³ m ³ /pozo)	Media HF (m ³ /m)	Pozos	Acceite (10 ⁶ m ³)	Cond (10 ⁶ m ³)	Gas (10 ⁹ m ³)
USA	Eagle Ford	2013	3,512	2,999	1,618	67.4	19.2	11.9	8,199	41.17	12.92	39.8
		2012	2,744	3,067	1,564	47.2	17.2	11	4,920	23.35	9.05	26.5
		2011	1,558	3,073	1,471	26.5	17	11.6	2,096	7.36	4.57	12.6
		2010	426	2,979	1,308	9.1	21.4	16.3	505	0.79	0.97	3.1
		2009	61	3,082	1,089	1.4	23.1	21.2	66	0.02	0.08	0.5
		Total	8,301	3,035	1,515	151.6	18.26	11.8	8,218	72.71	27.59	82.5
	Bakken	2013	213	3,153	2,881	22.3	10.55	3.662	7,810	48.3		9.2
		2012	1,976	3,126	2,841	17.97	9.09	3.201	5,764	36.61		6.6
		2011	1,296	3,127	2,838	10.31	7.96	2.803	3,809	37.61		3.5
		2010	822	3,076	2,628	5.06	6.15	2.341	2,498	38.61		2.1
		2009	495	3,078	2,269	1.74	3.52	1.552	1,667	39.61		1.3
		2008	485	3,049	2,293	1.35	2.78	1.212	1,180	40.61		0.8
		2007	280	3,037	2,828	0.64	2.29	0.808	704	41.61		0.5
2006	222	2,991	2,630	0.31	1.39	0.528	424	42.61		0.3		
2005	179	3,040	2,212	0.21	1.18	0.536	197	43.61		0.1		
Total	7,868	3,112	2,738	59.88	7.61	2.779	7,858	143.95		24.4		
ARG	Vaca Muerta	2015	315			1.531	4.860		527	0.12364		0.10813
		2014	286			1.419	4.962		337	0.106		0.0793
		2013	142			0.689	4.852		173	0.0623		0.0247
		Total	743			3.639	4.898		1,037	0.29194		0.21213

Tabla A.3: Consumo hídrico en formaciones de lutitas con sus producciones. [41, 46]

B.1. Aspectos importantes de la Reforma energética

El proceso de implementación de la Reforma Energética se dio a conocer el 20 de diciembre del 2013, donde el poder ejecutivo expuso en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

En este nuevo dictamen se establecieron nuevas bases para llevar acabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, permitiendo asignaciones a empresas productivas del Estado, así como particulares. Estas asignaciones se realizan a través de contratos en los cuales, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) es el encargado de asignar ganadores y suscribir los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; administrar en materia técnica las asignaciones y contratos; supervisar los planes de extracción que maximicen la productividad del campo en el tiempo y regular en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

El 11 de agosto del 2014, a través del DOF, se implementaron nueve leyes y reformas nuevas, a doce de las ya existentes. Asimismo, se dio a conocer el primer acercamiento de la Ronda 1, misma que fue presentada el 13 de agosto por el Secretario de Energía, junto con la Sub Secretaria de energía y el Comisionado Presidente de la CNH. De este nuevo marco legal destacan la Ley de Hidrocarburos, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

Cabe mencionar que el 31 de octubre del 2014, se divulgaron veinticuatro reglamentos, un decreto y un ordenamiento. Con dichos instrumentos se crean escenarios propicios para generar inversiones y se pone en claro que los hidrocarburos contenidos dentro del suelo mexicano son propiedad de la nación, además de reafirmar que el estado es el encargado de la administración, manejo y control, así como la supervisión sobre los procesos de exploración, extracción, refinación, petroquímica, transporte y almacenamiento de hidrocarburos.

Finalmente, el 28 de agosto del 2014, la CNH publicó en el DOF las bases del proceso de licitación de los contratos para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

B.2. Tipos de contratos

A partir del año 2013, con la implementación de la reforma energética en México, se dio a conocer un nuevo régimen fiscal para regular las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, aplicable tanto para empresas productivas del estado, como para empresas particulares. Este proceso se lleva a cabo mediante la implementación de contratos petroleros los cuales permiten establecer una serie de reglamentos con la finalidad de precisar las obligaciones y derechos de una empresa sobre un área administrativa.

El Artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos señala que *“la Secretaría de Energía establecerá el modelo de contratación correspondiente para cada Área Contractual que se licite o se adjudique en términos de la presente ley, para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia”*. Por lo que el Estado Mexicano puede celebrar cualquier esquema de contratación para la exploración y extracción de hidrocarburos, siempre y cuando se establezca claramente que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad de la nación.

Contrato de servicios

En este esquema de contratación, al contratista se le paga por la prestación de un servicio, sin que la contraprestación está ligada necesariamente a la producción. Este tipo de contrato está diseñado para aquellas empresas de servicio que no se dedican al comercio del crudo y sus derivados ya que no buscan tener la responsabilidad primaria y/o total del proyecto. Estas empresas proporcionan servicios auxiliares a otras compañías petroleras. Este tipo de contratos simplemente se contemplan en la ley de hidrocarburos para la subcontratación de empresas de servicios; no obstante, no es una modalidad para participar dentro de las licitaciones de un área contractual.

Contrato de Producción Compartida

El contrato bajo la modalidad de Producción Compartida tiene como objetivo la realización de actividades petroleras por parte del contratista dentro del área contractual a su exclusivo costo y riesgo de conformidad con la normatividad aplicable, mejores prácticas y los términos del contrato a cambio de las contraprestaciones establecidas en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos. La duración del contrato será de 25 años a partir de su firma, prorrogable diez años más.

Dentro de este esquema de contratación el contratista obtiene una contraprestación en especie, previamente pactada en el contrato. Esta contraprestación se ofrece a manera de un porcentaje de la producción comercial y no confiere al contratista ningún derecho sobre los recursos en el subsuelo, ni en la boca del pozo.

Asimismo, el modelo de producción compartida les permite a los contratistas recuperar los costos que sean estrictamente indispensables para la realización de las actividades petroleras desde la fecha efectiva hasta la terminación del contrato, siempre y cuando se cumpla con la normatividad pertinente y deberán ser aprobados por el estado. Estos costos son tasados mediante la producción obtenida y una vez efectuada la recuperación de costos, el balance de la producción es dividido según el porcentaje acordado previamente. Cabe mencionar que este porcentaje se actualizara anualmente de conformidad a lo establecido en el contrato, considerando

posibles cambios en el precio del hidrocarburo o bien de nuevos descubrimientos.

Es importante mencionar que la retribución de costos solamente se efectuara hasta que exista producción comercial y ésta se realizara con un límite y los excedentes se pueden recuperar en periodos subsecuentes. En las últimas licitaciones, este límite de recuperación ha sido del 60 %.

Contrato Utilidad Compartida

Este tipo de contratos mantiene la misma estructura y cronograma que los contratos de producción compartida; sin embargo, a diferencia del contrato de producción compartida en este caso al contratista se le retribuye con el equivalente en efectivo del porcentaje de producción pactado con el estado en el contrato, en lugar del pago en especie que se contempla en el contrato anterior. Esto implica que el estado es el encargado de comercializar el total de la producción obtenida. No obstante, no se han tenido estos esquemas de contrato hasta el momento en México y no hay señales de su implementación durante los próximos años.

Contrato de Licencia

Este tipo de contrato otorga al contratista el derecho de explorar y extraer a su exclusivo costo y riesgo los hidrocarburos propiedad del Estado en el área contractual determinada, de conformidad con la Normatividad Aplicable, las Mejores Prácticas de la Industria y los términos y condiciones del contrato. En este esquema de contratación, el contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los hidrocarburos producidos, siempre que, conforme a los términos del contrato, se encuentre al corriente en el pago de las contraprestaciones del Estado.

El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los costos y proveerá todo el personal, tecnología, materiales y financiamiento necesarios para la realización de las actividades petroleras.

La principal diferencia que existe en este esquema de contratación es que el contratista, como se mencionó anteriormente, asume todos los riesgos del proyecto, así como los costos relacionados a la actividad petrolera realizada. Esto indica que el estado no es responsable de la revisión, supervisión y aprobación de los costos implicados en el desarrollo del contrato. Asimismo, el contratista debe comercializar los hidrocarburos y posteriormente realizar el pago de las regalías e intereses previamente pactadas en el contrato. El contrato prevé además un esquema fiscal progresivo de forma que el Estado percibirá un porcentaje mayor de la utilidad de los proyectos en caso de que se observen precios de los hidrocarburos o de que se descubran volúmenes superiores a los previstos.

Los esquemas de contrato presentados marcan las siguientes etapas para su implementación:

- La etapa inicial de este tipo de contratos consta de un periodo de exploración de máximo 5 años: 3 años oficiales con un periodo máximo de prórroga de 2 años. En este periodo se debe realizar un Plan de Exploración que contenga:
 - Programa Mínimo de Trabajo
 - Programa de Transferencia Tecnológica
 - Programa de Administración de Riesgos

- De igual manera dentro de este periodo de trabajo se contempla un Programa Anual de Trabajo.

En caso de descubrimiento comercial dentro del área otorgada y durante los próximos 22 años que se contemplan dentro del contrato se desarrollarán las siguientes actividades:

- Plan de Desarrollo
- Programa de Transferencia Tecnológica
- Programa de Recuperación Avanzada
- Programa de Administración de Riesgos
- Programa Anual de Trabajo del periodo de Desarrollo

Durante el periodo de desarrollo que se contempla dentro del contrato de producción compartida, se tiene la posibilidad de un periodo de diez años además de los 25 años reglamentarios como prórroga en función del desempeño de la empresa y los resultados obtenidos. Dentro de este periodo adicional se considera la implementación de métodos de recuperación secundaria y avanzada con la finalidad de obtener el máximo rendimiento posible.

B.3. Proceso de Rondas

El desarrollo de las Rondas, creadas a partir de la implementación de la reforma energética, se basa en la creación de licitaciones públicas a nivel internacional con la finalidad de llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos dentro de un área contractual. Dentro del sector de hidrocarburos, el proceso de licitación que se ha estado realizando hasta noviembre del 2017, ha permitido otorgar 72 contratos, a 67 empresas privadas tanto nacionales como internacionales, de las cuales 33 son mexicanas (Fig. B.1) .

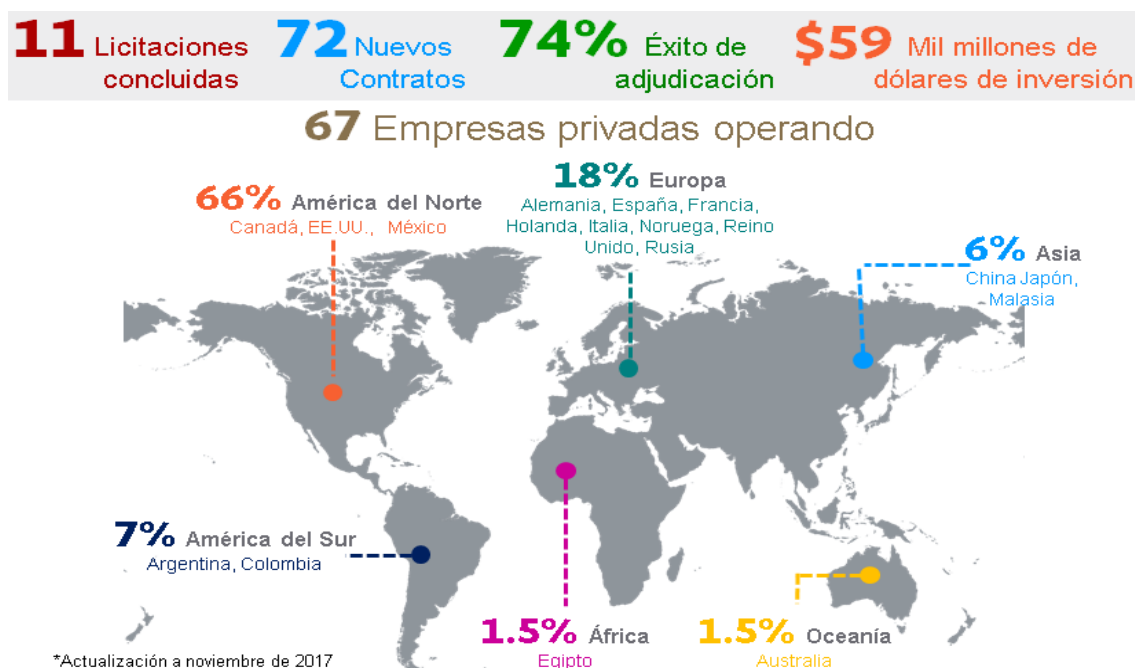


Figura B.1: Resultado de rondas hasta noviembre del 2017. [77].

B.4. Ronda Cero

Los resultados de la Ronda Cero se dieron a conocer el 13 de agosto del 2014, en los cuales la Secretaría de Energía (SENER) en Conjunto con la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), adjudicaron el 83 % de las reservas 2P y 21 % de los recursos prospectivos a PEMEX. En esta Ronda únicamente participó PEMEX con el único objetivo de seleccionar aquellas áreas de interés, para las cuales debía presentar la información suficiente que sustentara y fundamentara su capacidad de explotar eficientemente los recursos ubicados en las mismas. De esta manera todas aquellas áreas que no pudieran ser explotadas y aprovechadas por PEMEX se licitarían a otras empresas que demostraran tener capacidad suficiente para desarrollarlas en las rondas subsecuentes.

Recurso	Volumen otorgado(MMbpce)	Otorgado / Solicitado (%)	Superficie otorgada(km2)
Reservas 2P	20,589	100	17,010
Recurso Prospectivo	23,447	68	72,897
Convencional	18,222	71	64,489
No convencional	5,225	59	8,408

Tabla B.1: Otorgamiento de reservas 2P y recursos prospectivos a PEMEX en Ronda Cero. [72].

El resumen de las rondas subsecuentes se puede observar en la Tabla. B.2 que se presenta a continuación, en donde se muestran las fechas de emisión de las convocatorias oficiales de cada una de las licitaciones y la fecha en la que se llevaron a cabo las licitaciones, la apertura de propuestas y la selección de un ganador. Además, se puede apreciar el tipo de contrato, la ubicación de las áreas contractuales licitadas (terrestres, aguas someras o aguas profundas); así como, la zona geográfica o provincia geológica en donde se localizan. Asimismo, se muestra el número de áreas contractuales licitadas, otorgadas y desiertas para cada una de las convocatorias.

Ronda	Licitación	Convocatoria	Licitación	Contrato	Ubicación	Zona Geográfica	Áreas Contractuales	Áreas Otorgadas	Áreas Desiertas
1	1.1	11-dic-14	15-jul-15	Producción Compartida	Aguas Someras	Cuencas del Sureste	14	2	12
	1.2	27-feb-15	30-sep-15	Producción Compartida	Aguas Someras	Cuencas del Sureste	5	3	2
	1.3	12-may-15	15-dic-15	Licencia	Terrestre	Burgos	8	8	0
						Región Norte (Tampico-Misantla-Veracruz)	5	5	0
						Región Sur (Veracruz-Sureste)	12	12	0
	1.4	17-dic-15	05-dic-16	Licencia	Aguas Profundas	Cinturón Plegado Perdido	4	4	0
Cuenca Salina						6	4	2	
2	2.1	20-jul-16	19-jun-17	Producción Compartida	Aguas Someras	Tampico -Misantla Veracruz	4	1	3
						Cuencas del Sureste	10	9	1
						Burgos	9	6	3
	2.2	24-ago-16	12-jul-17	Licencia	Terrestre	Cuencas del Sureste	1	1	0
						Burgos	4	4	0
	2.3	15-nov-16	12-jul-17	Licencia	Terrestre	Tampico -Misantla Veracruz	1	1	0
						Veracruz	3	3	0
						Cuencas del Sureste	6	6	0
	2.4	20-jul-17	31-ene-18	Licencia	Aguas Profundas	Cinturón Plegado Perdido	9	6	3
						Cordilleras Mexicanas	10	4	6
Cuenca Salina						10	9	1	
3	3.1	29-sep-17	27-mar-18	Producción Compartida	Aguas Someras	Burgos	14	----	----
						Tampico-Misantla-Veracruz	13	----	----
						Cuencas del Sureste	8	----	----
	3.2	25-ene-18	25-jul-18	Licencia	Terrestre	Burgos	21	----	----
						Tampico-Misantla-Veracruz	9	----	----
						Cuencas del Sureste	7	----	----
3.3	02-mar-18	05-sep-18	Licencia	Terrestre	Burgos	9	----	----	

Tabla B.2: Resumen de los proceso de licitación de las Rondas en México (creado por los autores).

Cabe mencionar que los bloques licitados en la primera convocatoria de la ronda 1 representan un total de $4,222 \text{ km}^2$, con bloques que van de 116 km^2 a 501 km^2 , con un contenido de 696 MMbpce como recursos prospectivos. Mientras que la segunda convocatoria contó con un total de 278 km^2 de superficie, con un contenido de 143 MMbpce en reservas 1P, 356 MMbpce en reservas 2P y 673 MMbpce de reservas totales.

La tercera convocatoria esta conformada por una superficie total de 778 km^2 , conteniendo 27 MMbpce en reservas 1P, 55 MMbpce en reservas 2P y 68 MMbpce de reservas totales. Finalmente, la licitación 1.4 fue constituida por 24 mil km^2 , con un total de 10,889 MMbl.

La licitación 2.1 estima una inversión de 8.2 MMMd durante los próximos 30 – 40 años, donde el estado mexicano prevé recibir un promedio de 77.4% y 83.9% de las utilidades generadas en los contratos, así como un pago en efectivo por 30 millones de dólares derivado de un empate en el área contractual 9. La ronda 2.2 fue orientada a obtener una producción de gas mayor, que permita incrementar las reservas nacionales, contando con una superficie aproximada de $5,066.0 \text{ km}^2$, con aproximadamente 643.2 MMbpce de recursos prospectivos y un volumen original de 93.2 MMbpce. La ronda 2.3 alcanza una superficie total de $2,595 \text{ km}^2$ entre sus 14 Áreas Contractuales, con aproximadamente 251 MMbpce de recursos prospectivos y un volumen original de 328 Mmbpce.

La última convocatoria de la ronda dos, denominada ronda 2.4 contemplaba inicialmente 30 áreas contractuales, con una extensión de $70,844 \text{ km}^2$. No obstante, el 28 de septiembre se excluyó el área contractual número 30, la cual se encontraba localizada en la Plataforma de Yucatán. Lo anterior, debido a que este bloque en aguas profundas del Golfo de México, se encontraba cercano al área natural protegida conocida como Arrecife Alacranes, situada en la parte norte de la Península de Yucatán y a 188 kilómetros del Puerto de Progreso. En virtud de que el tiempo que requiere el estudio ambiental excedió el periodo de implementación de la licitación petrolera, la SENER solicitó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) la exclusión de dicha área contractual de la ronda 2.4. En dicha sesión se adjudicaron 19 contratos a 11 licitantes, representando un total de 2,798 MMbpce de recursos prospectivos, a partir de los cuales se espera una inversión asociada aproximada de 92.8 mil millones de dólares durante los próximos 35 años. De estas licitaciones el estado prevé recibir un promedio entre el 64.7% y 67.2% de las utilidades generadas por dichos contratos recibiendo un total aproximado de 525 millones de dólares derivado de las ofertas ganadoras.

La ronda 3, publicada el 28 de septiembre del 2017, está comprendida por 35 áreas contractuales de exploración y extracción en aguas someras del Golfo de México, a desarrollarse mediante Contratos de Producción Compartida. Dichas áreas abarcan una superficie total de $26,265 \text{ km}^2$ y cuentan con aproximadamente 1,988 MMbpce de recursos prospectivos, así como un volumen remanente de 290 MMbpce. Por otro lado, la segunda convocatoria de la ronda 3 incluye 37 áreas terrestres convencionales, cubriendo una superficie total de $9,513 \text{ km}^2$ con recursos prospectivos para las áreas de 260 MMbpce. Finalmente la Ronda 3.3 contempla 9 bloques clasificados como no convencionales, misma ronda que se explica detalladamente más adelante.

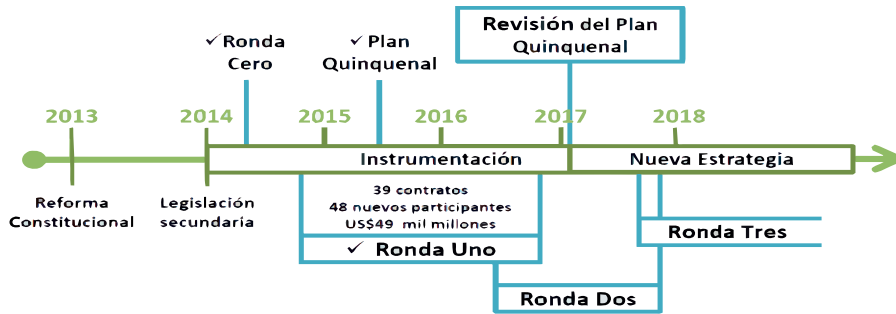


Figura B.2: Proceso de Implementación de Rondas. [72].

B.5. Proceso de licitación

Los procesos de licitaciones son llevados a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), a partir del modelo de contrato y lineamientos técnicos elaborados por la Secretaría de Energía (SENER), este proceso de licitación da inicio con la publicación de la convocatoria a través del DOF (B.3).

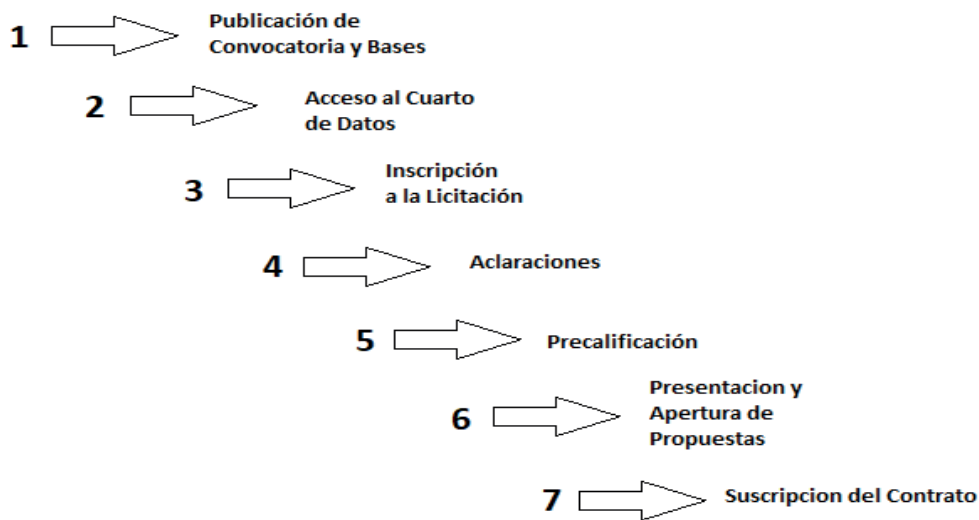


Figura B.3: Etapas del Proceso de Licitación. [67].

Una vez publicada la convocatoria y las bases de la misma en el DOF, los interesados tendrán acceso a los cuartos de datos de la licitación. El acceso al cuarto de datos es administrado por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) y para dicho ingreso se deberá presentar una solicitud, un acta constitutiva, poder e identificación del representante legal. De igual manera se debe realizar el pago correspondiente que represente un monto igual o mayor a \$2.5 millones de pesos donde dicho pago incluye licencia de uso de información, visitas al cuarto de datos físico y acceso virtual. Es obligación de los interesados acreditar a través del Comité Licitatorio que obtuvieron acceso al cuarto de datos.

La inscripción a la Licitación se lleva a cabo mediante la realización de un pago, el cual depende del tipo de contrato; sin embargo, en las últimas licitación ha sido de \$750 mil pesos. Una vez comprobado el pago los interesados se podrán registrar en la licitación.

La etapa de Aclaraciones se lleva a cabo en tres sub-etapas a lo largo de todo el proceso de licitación mientras se realizan las demás etapas del proceso. La primer sub-etapa será únicamente para recibir y atender preguntas sobre el proceso de pago para el acceso al cuarto de datos y la inscripción a la licitación. La segunda será únicamente con respecto al proceso de la precalificación de los Interesados y conformación de licitantes. La tercer sub-etapa será únicamente para preguntas o aclaraciones asociadas a la presentación y apertura de propuestas, adjudicación, fallo y contrato.

Como parte del proceso de precalificación para la selección de la empresa productiva, se deben verificar cada uno de los requisitos de precalificación. Los requisitos técnicos, legales y financieros son revisados por la CNH. Los requisitos en materia de seguridad industrial y protección al medio ambiente son supervisados con el apoyo de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). Por último, se verifica la procedencia de los recursos financieros a través de la Unidad de Inteligencia Financiera (UIF) de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

El desarrollo de la Presentación y Apertura de Propuestas, se lleva a cabo mediante una propuesta financiera y se entrega en un sobre cerrado. En los contratos de producción compartida se determina al ganador con base en la propuesta económica que contenga el mayor porcentaje de utilidad operativa. De igual forma el factor determinante en los contratos de licencia, es el porcentaje de regalía que se ofrezca. Se deben tomar en cuenta criterios de desempate establecidos dentro de las bases de la licitación; no obstante, hasta el momento siempre ha sido un pago mediante un cheque que se entrega con la propuesta inicial. Dentro de esta etapa de la licitación, el licitante deberá facilitar una carta de crédito Stand-by con el formato CNH-6 “Garantía de Seriedad” con el monto establecido de acuerdo a tipo de contrato. Una vez seleccionado el ganador, la CNH procederá a la suscripción o modificación del Contrato para la Exploración y Extracción que al efecto se celebre.

En la Figura.B.4 que se muestra a continuación, se observa el arreglo institucional de las áreas de gobierno involucradas durante todo el proceso de licitación. Este proceso comienza después de que la SENER publica el plan quinquenal tomando en cuenta las evaluaciones y propuestas realizadas por CNH y SHCP.

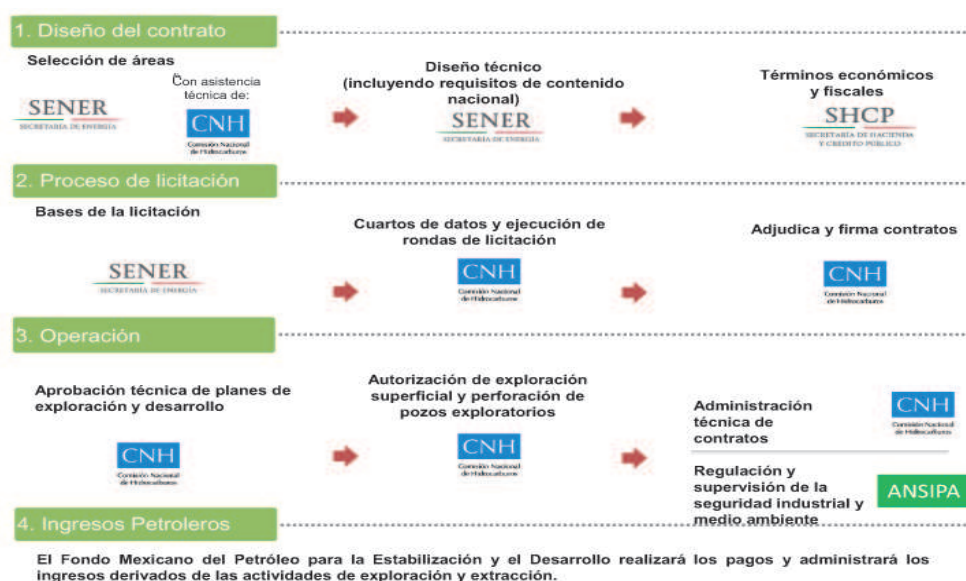


Figura B.4: Proceso Contractual. [75].

B.6. PEMEX

A partir de la Reforma Energética PEMEX dejó de ser una paraestatal y se convirtió en la empresa productiva del Estado. Esta nueva forma de operación le permite participar como empresa privada a cualquier convocatoria, sin contar con ninguna forma de discriminación con respecto a las demás empresas. La Ronda cero le confirió a PEMEX todas las áreas que desarrollará y explotará como empresa productiva del estado; es decir, seguirá operando bajo las condiciones y procesos del estado. Hasta el momento PEMEX ha ganado únicamente 6 licitaciones, 4 en consorcio con otra empresa y 2 como contratista único. Asimismo, ha realizado asociaciones o “farmouts” con otras empresas como empresa productiva del estado para la explotación de algún área contractual o bien migraciones de contratos para explotar algún campo bajo otro esquema de contrato. Estas asociaciones y migraciones se muestran a continuación en las Tablas. B.3, B.4 y B.5.

Fir. Contrato	Campo	Contrato	Ubicación	Provincia
02-may-17	Ek-Balam	Producción compartida	Aguas someras	Cuencas del Sureste

Tabla B.3: Migraciones De Petróleos Mexicanos Sin Socio.

Fir. Contrato	Campo	Contrato	Ubicación	Provincia	Socio
18-dic-17	Santuario-El Golpe	Producción compartida	Terrestre	Cuencas del Sureste	Petrofac México, S.A. de C.V.

Tabla B.4: Migraciones De Petróleos Mexicanos Con Socio.

Asociación	Convocatoria	Licitación	Ubicación	Provincia	Campo	Contato	Ganador
A1	28-jul-16	05-dic-16	Aguas Profundas	Cinturon Plegado Perdido	Trion	Licencia	BHP Billiton Petróleo Operaciones de México
A2	07-mar-17	04-oct-17	Aguas Someras	Cuencas del Sureste	Ayin - Batsil	Producción Compartida	Desierta
A3	02-may-17	04-sep-17	Terrestre	Cuencas del Sureste	Cárdenas - Moras	Licencia	Cheiron Holdings Limited
A4	02-may-17	04-sep-17	Terrestre	Cuencas del Sureste	Ogarrio	Licencia	DEA Deutsche Erdoel AG
A5	18-sep-17	31-ene-17	Aguas Profundas	Cinturon Plegado Perdido	Nobilis - Maximino	Licencia	Cancelada

Tabla B.5: Asociaciones Estratégicas De Petróleos Mexicanos(FARMOUTS).

B.7. Rondas No Convencionales

En el plan quinquenal de la SENER del 2015-2019 mencionan que la categoría, según su ubicación, correspondiente a Terrestres No Convencionales contiene un total de 185 áreas contractuales, ubicadas en 3 Sectores principales: Sabinas, Sabinas-Burgos y Tampico-Misantla. Dos de estos bloques pertenecen al grupo de bloques que contemplan únicamente la extracción del volumen remanente de campos, por lo que solamente se consideran 183 bloques para licitar. Estos bloques comprenden una superficie total de $52,604 \text{ km}^2$, donde el tamaño promedio por bloque es de 288 km^2 .

Sector	Recursos Prospectivos (MMbpce)	Volumen Remanente (MMbpce)	Superficie (km ²)	Número de bloques
Sabinas	1103.90	—	10626.90	35
Sabinas-Burgos	8148.80	480.50	20082.20	70
Tampico-Misantla	22043.90	13379.30	21895.10	78
Total	31296.60	14240.30	52604.30	183

Tabla B.6: Exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres no convencionales. [72].

A pesar de que se contemplaban recursos no convencionales dentro de la Ronda 1, estos no fueron licitados debido al gran potencial que representan, por lo que fue hasta la tercera convocatoria de la Ronda 3 donde se consideraron los bloques no convencionales para licitar.

La convocatoria de la Ronda 3.3 fue publicada el 2 de marzo del 2018. Esta convocatoria está integrada por 9 bloques bajo la modalidad de Contrato tipo Licencia, con una superficie promedio de 300 km^2 , ubicados al norte de Tamaulipas. Los bloques de la Ronda 3.3 se encuentran ubicados en la Cuenca de burgos con potencial en los plays del Jurásico Superior y Cretácico Superior. Estas nueve áreas concentran 3 veces más el potencial de las 46 áreas ya adjudicadas en las rondas terrestres anteriores [72]. La apertura de propuestas y selección de ganadores de esta licitación se realizará el 5 de septiembre del 2018.

Asimismo, cabe mencionar que para este caso en específico se buscó realizar un contrato que tenga la flexibilidad para trabajar con recursos no convencionales, o bien, con recursos convencionales en caso de que se encuentren. La SHCP propuso que la contraprestación adicional se calcule con un porcentaje de la utilidad operativa; al estar definida con base en flujo permite descontar de manera acelerada la inversión, lo cual es un incentivo para destinar recursos a la reinversión en los mismos campos y acelerar la velocidad en la que se pueden desarrollar.

Bibliografía

- [1] International Energy Agency (IEA). (2017). Key world energy statistics. Recuperado de: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf> VIII, 2, 51, 52
- [2] British Petroleum. (2017). BP Statistical Review of World Energy June 2017. London, UK. VIII, VIII, 2, 52, 53
- [3] K. Aleklett (2007). Peak Oil and the Evolving Strategies of Oil Importing and Exporting Countries. OECD International Transport Forum. Discussion Paper No 2007-17, Dec, 2007 2
- [4] International Energy Agency. (2017). Oil. Recuperado el 21 de Diciembre de 2017, de International Energy Agency: <http://www.iea.org/topics/oil/> VII, VII, 2, 3
- [5] International Energy Agency (IEA). (2017). Global oil supply to lag demand after 2020 unless new investments are approved soon. International Energy Agency, Newsroom. Houston. Recuperado de: <http://www.iea.org/newsroom/news/2017/march/global-oil-supply-to-lag-demand-after-2020-unless-new-investments-are-approved-so.html> 2, 3
- [6] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (21 de Diciembre de 2017). Tablero de Producción de Petróleo y Gas. Recuperado el 21 de Diciembre del 2017, de CNH: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboards.php> VIII, 4, 53
- [7] U.S. Energy Information Administration. (s.f.). Glossary. Recuperado el 21 de Diciembre de 2017, de U.S. Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=U> 4
- [8] OPEC. (2017). Annual Statistical Bulletin 2017. The American Economy: Essays and Primary Source Documents. <http://doi.org/ISSN 0475-0608> 4
- [9] World Energy Council. (2016). World Energy Resources Oil — 2016. 4
- [10] U.S. Energy Information Administration. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources?: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration (Vol. 2013). <http://doi.org/www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> VII, 4, 5
- [11] Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2017). Recursos Prospectivos, Septiembre 2017. México. Recuperado el 22 de Diciembre del 2017 de: [https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Recursos Prospectivos.pdf](https://portal.cnih.cnh.gob.mx/downloads/es_MX/estadisticas/Recursos%20Prospectivos.pdf) VIII, 5, 54

-
- [12] Alonso Suarez, A., & Mingo González, M. (2011). La expansión de la producción de gas de yacimientos no convencionales (esquistos, capas de carbón y arenas compactas). Una revolución silenciosa. Cuadernos de energía. Madrid. Recuperado de: [http://www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/8-expansion produccion gas de yacimientos no convencional.pdf](http://www.comimsa.com.mx/cit/data/GasShale/8-expansion%20produccion%20gas%20de%20yacimientos%20no%20convencional.pdf) 5, 6, 7
- [13] International Energy Agency. (2017). Statistics: IEA Atlas of Energy, Natural Gas . Recuperado el 22 de Diciembre de 2017, de IEA: <http://energyatlas.iea.org!/tellmap/-1165808390/0> 5
- [14] Centro Nacional de Información de Hidrocarburos. (2017). Atlas Geológico Recursos No Convencionales (Lutita Gas / Aceite). Recuperado el 22 de Diciembre del 2017, de CNIH: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/info.php> 6
- [15] ALL Consulting, LLC. (2012). The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources. Tulsa. Recuperado de:<http://www.all-llc.com/publicdownloads/ModernPracticesHFCanadianResources.pdf> 6
- [16] PEMEX UPMP. (2008). Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos. En Guía de Terminación de Pozos. México: PEMEX. 6
- [17] Cai, Z., & Ofterdinger, U. (2014). Numerical assessment of potential impacts of hydraulically fractured Bowland Shale on overlying aquifers. *Water Resources Research*, 50, 6236–6259. <http://doi.org/10.1002/2013WR014943> 7
- [18] Kerr, R. A. (2010). Natural Gas From Shale Bursts Onto the Scene. *Science*, 328(5986), 1624–1626. <http://doi.org/10.1126/science.328.5986.1624> 7
- [19] Kargbo, D.M., Wilhelm, R.G., Campbell, D.J., 2010. Natural gas plays in the Marcellus Shale: challenges and potential opportunities. *Environ. Sci. Technol.* 44, 5679–5684. 7
- [20] Vengosh, A., Jackson, R. B., Warner, N., et. al. (2014). A critical review of the risks to water resources from unconventional shale gas development and hydraulic fracturing in the United States. *Environmental Science and Technology*, 48(15), 8334–8348. <http://doi.org/10.1021/es405118y> 7
- [21] DOW. (2014). A New Sustainability Challenge: Water Management in Unconventional Shale Oil & Gas Operations Meeting Emerging Needs of the Water- Energy Nexus. DOW. 7
- [22] Howarth, R.W., Ingraffea, A., Engelder, T., 2011. Natural gas: should fracking stop? *Nature* 477, 271–275. 7
- [23] Howarth, R.W., Santoro, R., Ingraffea, A., 2011. Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations. *Climatic Change* 106, 679–690. 7
- [24] Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R., Jackson, R.B., 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proc. Natl. Acad. Sci. U.S.A.* 108, 8172. 7
- [25] Jiang, M., Griffin, W.M., Hendrickson, C., Jaramillo, P., VanBriesen, J., Venkatesh, A., 2011. Life cycle greenhouse gas emissions of Marcellus shale gas. *Environ. Res. Lett.* 6, 034041. 7
- [26] Crabtree, M., Romano, C., Tyrie, J., et al. (2000). *Water Control. Oilfield Review*, 30–51. 7
-

-
- [27] Vidic, R. D., Brantley, S. L., Vandenbossche, et. al. (2013). Impact of shale gas development on regional water quality. *Science*, 340(6134). <http://doi.org/10.1126/science.1235009> 7
- [28] Llewellyn, G. T., Dorman, F., Westland, J. L., Yoxtheimer, D., Grieve, P., Sowers, T., ... Brantley, S. L. (2015). Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 112(20), 6325–6330. <http://doi.org/10.1073/pnas.1420279112> 7
- [29] Hand, E. (2015). Methane in drinking water unrelated to fracking, study suggests. *Science*. <http://doi.org/10.1126/science.aab0392> 7
- [30] Kerr, R. A. (2012). Technology Is Turning U.S. Oil Around But Not the World's. *Science*, 335(6068), 522–523. <http://doi.org/10.1126/science.335.6068.522> 7
- [31] Petron, G., Frost, G., Miller, B.R., Hirsch, A.I., Montzka, S.A., Karion, A., Trainer, M., Sweeney, C., Andrews, A.E., Miller, L., Kofler, J., Bar-Ilan, A., Dlugokencky, E.J., Patrick, L., T. Moore Jr., C.T., Ryerson, T.B., Siso, C., Kolodzey, W., Lang, P.M., Conway, T., Novelli, P., Masarie, K., Hall, B., Guenther, D., Kitzis, D., Miller, J., Welsh, D., Wolfe, D., Neff, W., Tans, P., 2012. Hydrocarbon emissions characterization in the Colorado Front Range: a pilot study. *J. Geophys. Res.* 117 (D4), D04304. 7
- [32] Schmidt, C.W., 2011. Blind rush? Shale gas boom proceeds amid human health questions. *Environ. Health Perspect.* 119 (8), A348–A353. 7
- [33] Ellsworth, W.L., Hickman, S.H., Llesons, A.L., Mcgarr, A., Michael, A.J., Rubinstein, J.L., 2012. Are Seismicity Rate Changes in the Midcontinent Natural or Manmade? US Geological Survey, Menlo Park, CA. 7
- [34] Kim, W.Y., 2013. Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio. *J. Geophys. Res. Solid Earth* 118, 1L 13. 7
- [35] Meng, Q., 2014. Modeling and prediction of natural gas fracking pad landscapes in the Marcellus Shale region, USA. *Landscape Urban Plann.* 121, 109–116. 7
- [36] Goodman, P. S., Galatioto, F., Thorpe, N., et al. (2016). Investigating the traffic-related environmental impacts of hydraulic-fracturing (fracking) operations. *Environment International*, 89–90, 248–260. <http://doi.org/10.1016/j.envint.2016.02.002> 7
- [37] Freyman, M. (2014). *Hydraulic Fracturing & Water Stress: Water Demand by the Numbers—Shareholder, Lender & Operator Guide to Water Sourcing*. Ceres: Boston. VII, VII, IX, 8, 30, 31, 49, 56
- [38] Gallegos, T. J., & Varela, B. A. (2015). Trends in Hydraulic Fracturing Distributions and Treatment Fluids, Additives, Proppants, and Water Volumes Applied to Wells Drilled in the United States from 1947 through 2010—Data Analysis and Comparison to the Literature. <http://doi.org/http://dx.doi.org/10.3133/sir20145131>. IX, 8, 31
- [39] Nicot, J. P., & Scanlon, B. R. (2012). Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. *Environmental Science & Technology*, 46(6), 3580–3586. <http://doi.org/10.1021/es204602t> 8
- [40] Nicot, J. P., Hebel, A. K., Ritter, S. M., et al. (2011). Current and Projected Water Use in the Texas Mining and Oil and Gas Industry. Texas Water Development Board. 8
-

-
- [41] Scanlon, B. R., Reedy, R. C., & Nicot, J. P. (2014). Comparison of water use for hydraulic fracturing for unconventional oil and gas versus conventional oil. *Environmental Science and Technology*, 48(20), 12386–12393. <http://doi.org/10.1021/es502506v> VII, IX, IX, 8, 30, 56, 57
- [42] Guo, M., Lu, X., Nielsen, C. P., et al. (2016). Prospects for shale gas production in China: Implications for water demand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 66, 742–750. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.08.026> VII, IX, 8, 30, 56
- [43] Yang, H., Huang, X., Yang, Q., Tu, J., Li, S., Yang, D., . . . Thompson, J. R. (2015). Water Requirements for Shale Gas Fracking in Fuling, Chongqing, Southwest China. *Energy Procedia*, 76, 106–112. <http://doi.org/10.1016/j.egypro.2015.07.862> 8
- [44] Scanlon, B. R., Reedy, R. C., & Philippe Nicot, J. P. (2014). Will water scarcity in semiarid regions limit hydraulic fracturing of shale plays? *Environmental Research Letters*, 9(12), 124011. <http://doi.org/10.1088/1748-9326/9/12/124011> IX, 8, 42, 49
- [45] Reig, P., Luo, T., & Proctor, J. N. (2014). Global shale gas development: Water availability and business risks. World Resources Institute. Recuperado de: <http://www.energyandcapital.com/articles/global-shale-gas-reserves/3497> VII, IX, 8, 9, 55
- [46] Railroad Commission of Texas. (17 de 1 de 2018). Eagle Ford Shale Information. Recuperado el 11 de 2 de 2018, de Railroad Commission of Texas: <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-and-gas-formations/eagle-ford-shale-information/> VII, VII, IX, IX, 10, 12, 13, 30, 56, 57
- [47] Fairbanks, M.D., Ruppel, S.C., Rowe, H., 2016. High-resolution stratigraphy and facies architecture of the Upper Cretaceous (Cenomanian–Turonian) Eagle Ford Group, Central Texas. *Am. Assoc. Pet. Geol. Bull.* 100, 379–403. <https://doi.org/10.1306/12071514187> 10
- [48] U.S. Energy Information Administration. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. U.S. Energy Information Administration, 2013(June), 76 pp. <http://doi.org/www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/> VII, VII, VII, IX, 10, 11, 12, 28, 30, 56
- [49] Tunstall, T., Oyakawa, J., Eid, H., Conti, et. al. (2014). Economic Impact of the Eagle Ford Shale. <http://doi.org/10.13140/RG.2.1.1653.1281> VII, IX, 13, 14, 30, 56
- [50] CNH. (2 de Marzo de 2018). Boletín de Prensa No. 07. Emitido por SHCP, SENER y CNH. Recuperado el 7 de Marzo de 2018, de Ronda 3.3: <https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/03/BOLETÍN-DE-PRENSA-007-CONJUNTO-CONV-Y-BASES-L3R3-1-marzo-2017.pdf> 14
- [51] James, Witten ,Hastie, Tibshirani. An introduction to statistical learning with applications in R, Springer. 19
- [52] Hastie, Tibshirani, Friedman. The elements of statistical learning: data mining, inference and prediction, Springer 20
- [53] PennWell Corporation. (2015). MAPS & POSTERS. Recuperado el 21 de Diciembre de 2017, de MAPSearch: <http://www.mapsearch.com/paper-products/shale-wall-maps.html> 17
-

BIBLIOGRAFÍA

- [54] Gong, X., D.A. McVay, W.B. Ayers, Y. Tian, and J. Lee, Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources. 2013, Soc. Petrol. Engin., SPE-167241-MS, 26 p. 41
- [55] Sigagis CONAGUA. (2018). Disponibilidad por Acuíferos. Recuperado el 3 de Abril del 2018 de: http://sigagis.conagua.gob.mx/gas1/sections/Disponibilidad_Acuiferos.html 48, 49
- [56] UN-Water. 2012. The United Nations World Water Development Report 4: Managing Water under uncertainty and risk. World Water Assessment Programme (WWAP). Unesco, Paris, France. 49
- [57] FAO, O. de las N. U. para la A. y la A. (2013). Afrontar la escasez de agua Un marco de acción para la agricultura y la seguridad alimentaria. Informe Sobre Temas Hídricos no. 38. Recuperado de: <http://www.fao.org/3/a-i3015s.pdf> 49
- [58] INEGI. (2018). Mapa Digital de México en línea. Recuperado el 3 de Abril del 2018 de: <http://gaia.inegi.org.mx/mdm6/?v=bGF0OjIzLjMyMDA4LGxvbjotMTAxLjUwMDAwLHo6MSxsOmM0MTB8YzQxOA==> 49
- [59] Lutz B D, Lewis A N and Doyle M W 2013 Generation, transport, and disposal of wastewater associated with Marcellus Shale gas development Water Resour. Res. 49 647–56 49
- [60] LeBas R, Lord P, Luna D and Shahan T 2013 Development and use of high-TDS recycled produced water for crosslinked-gel-based hydraulic fracturing Soc. Petrol. Eng. SPE 163824 9 50
- [61] Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos del Gobierno de la Provincia del Neuquén. (s.f.). Estudios: Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos. Recuperado el 1 de Junio de 2017, de Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos: <http://hidrocarburos.energianequen.gov.ar/index.php>
- [62] Boyd, J. (2014). 2014 Annual Report on Water Use for Oil and Gas Activity.
- [63] Boyd, J. (2015). 2015 Annual Report on Water Use for Oil and Gas Activity.
- [64] CNH. (19 de 06 de 2017). Comunicado de Prensa 017 Emitido por SHCP, SENER y CNH. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-017-emitido-por-shcp-sener-y-cnh>
- [65] CNH. (28 de 09 de 2017). Comunicado de Prensa 032 Emitido por SENER, SHCP y CNH. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/cnh/prensa/comunicado-de-prensa-032-emitido-por-sener-shcp-y-cnh>
- [66] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (21 de Diciembre de 2017). Tablero de Producción de Petróleo y Gas. Recuperado el 21 de Diciembre de 2017, de CNH: <https://portal.cnih.cnh.gob.mx/dashboards.php>
- [67] Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (Marzo 2017). Licitación para la Selección de un Socio para la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos denominada PEMEX Exploración y Producción con el objeto de llevar a cabo actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos bajo un . CDMX: CNH. VIII, 64
- [68] International Energy Agency. (2017). Oil. Recuperado el 21 de Diciembre de 2017, de International Energy Agency: <http://www.iea.org/topics/oil/>

-
- [69] International Energy Agency. (2017). Statistics: IEA Atlas of Energy, Natural Gas . Recuperado el 22 de Diciembre de 2017, de International Energy Agency: <http://energyatlas.iea.org/!/tellmap/-1165808390/0>
- [70] Railroad Commission of Texas. (17 de 1 de 2018). Eagle Ford Shale Information. Recuperado el 11 de 2 de 2018, de Railroad Commission of Texas: <http://www.rrc.state.tx.us/oil-gas/major-oil-and-gas-formations/eagle-ford-shale-information/>
- [71] SENER. (21 de 09 de 2015). Conoce en qué consiste la Ronda 1. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/sener/articulos/conoce-en-que-consiste-la-ronda-1-11557?idiom=es>
- [72] SENER. (Marzo del 2017). Plan Quinquenal de Exploración y Extracción de Hidrocarburos . CDMX: SENER. [VIII](#), [IX](#), [X](#), [62](#), [64](#), [67](#)
- [73] SENER. (23 de 08 de 2016). Publicación de las Bases de Licitación y del Modelo de Contrato para la Segunda Convocatoria de la Ronda Dos. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/sener/prensa/publicacion-de-las-bases-de-licitacion-y-del-modelo-de-contrato-para-la-segunda-convocatoria-de-la-ronda-dos?idiom=es>
- [74] SENER. (14 de 11 de 2016). Publicación de las bases de licitación y del modelo de contrato para la Tercera Convocatoria de la Ronda Dos. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/sener/prensa/publicacion-de-las-bases-de-licitacion-y-del-modelo-de-contrato-para-la-tercera-convocatoria-de-la-ronda-dos?idiom=es>
- [75] SENER. (Nobiembre 2014). Reforma Energética en Acción. CDMX: SENER. [VIII](#), [65](#)
- [76] SENER. (31 de 01 de 2018). Resultados de la Cuarta Convocatoria de la Ronda Dos. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/sener/prensa/resultados-de-la-cuarta-convocatoria-de-la-ronda-dos>
- [77] SENER. (15 de 11 de 2017). Rondas. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/sener/integridad/articulos/rondas> [VIII](#), [61](#)
- [78] SENER. (24 de 01 de 2018). Segunda convocatoria de la Ronda 3 y actualización del Plan Quinquenal. Recuperado el 15 de 02 de 2018, de <https://www.gob.mx/sener/articulos/segunda-convocatoria-de-la-ronda-3-y-actualizacion-del-plan-quinquenal>
- [79] U.S. Energy Information Association. (s.f.). Glossary. Recuperado el 21 de Diciembre de 2017, de U.S. Energy Information Association: <https://www.eia.gov/tools/glossary/index.php?id=U>
- [80] Gaudet G, Moreaux M and Withagen C 2006 The Alberta dilemma: optimal sharing of a water resource by an agricultural and an oil sector J. Env. Econ. Manag. 52 548–66
- [81] Kuwayama Y, Olmstead S M and Krupnick A J 2013 Water resources and fossil fuel development Res. Future Discuss. Paper 13-34 41
-