



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Uso de Sistemas de Información Geográfica (SIG) para el análisis histórico y espacial de la industria petrolera mexicana para el periodo de 1904 al 2021

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Isaac Galicia Pineda

DIRECTOR(A) DE TESIS

Dr. Saúl Arciniega Esparza



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2023

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecerles a las personas que han sido fundamentales en mi vida y que estuvieron a mi lado no solo en el desarrollo de este proyecto si no en mi vida.

Les agradezco a mis padres, Isaac Galicia y Silvia Pineda por su apoyo incondicional, por el esfuerzo y perseverancia que dedicaron a educarme; gracias a ustedes he llegado hasta este momento y siempre los honraré por eso. Les agradezco también que desde pequeño me fomentaron el carácter y la fuerza para conseguir mis metas. Siempre estuvieron ahí para escucharme y aconsejarme, le agradezco a dios y al universo por ponerlos en mí camino, jamás olvidaré sus consejos.

A mí hermano Isai, por ser mi incondicional en la vida, en la carrera y en los tantos proyectos que hemos decidido y no estar juntos, gracias por ser mi mayor aliado.

De igual forma, les agradezco a mis abuelas, Eustolia Muñoz: "Mamá Tola" y María Ruíz: "Mary", por cuidarme y apoyarme a su manera. Escuchar de su gran memoria historias de la familia me dio algo invaluable: una identidad.

En especial a Nicolle, te agradezco por ser mi cómplice y aliada, por estar en mis frustraciones y compartir los triunfos, por estar a mi lado, hacerme feliz y creer en mí.

Le agradezco a mis amigos de la facultad por tantas experiencias, problemas y alegrías que hemos compartido. En especial agradezco a Cecilia, Carlos René, Oscar, Uziel y Fer Marcelin, quienes que con su amistad y apoyo fueron parte importante de inspiración. Y a muchos otros que no puedo mencionar porque escribiría más agradecimientos que resultados.

Agradezco a mis tutores, el Dr. Saul Arciniega Esparza, Mtro. Ulises Neri Flores, Dr. Antonio Hernández Espriú, Mtro. Víctor Juan López Hernández y Mtra. Berenice Anell Martínez Cabañas, quienes me brindaron su tiempo, sus consejos y que siempre estuvieron en toda la disposición para ayudarme y brindarme las mejores oportunidades para mi desarrollo.

A mis guías y mentores, el Mtro. Ulises Neri Flores y el Mtro. Rafael Cervantes de la Teja, les agradezco por enseñarme tanto de la vida, de la industria y de hacer siempre las cosas por gusto y por convicción.

Agradezco finalmente a mi alma máter, la UNAM y en especial a la Facultad de Ingeniería por darme una formación universitaria, brindarme una beca y un lugar donde poder desarrollar el presente trabajo.

ÍNDICE

Contenido

AGRADECIMIENTOS	1
RESUMEN	5
ABSTRACT	6
INTRODUCCIÓN	7
Justificación.....	8
Objetivos.....	8
ZONA DE ESTUDIO Y BASES DE DATOS.....	18
Bases de datos	18
Herramientas computacionales	19
Zonas de estudio.....	20
Metodología	24
RESULTADOS	30
Análisis temporal del precio de hidrocarburos	30
Análisis temporal de la perforación de pozos en México.....	31
Análisis temporal de la producción de gas en México	33
Análisis temporal de la producción de aceite en México	34
Producción de aceite en los principales campos de México.....	35
Análisis espacial de los pozos	39
Análisis histórico por tipo de hidrocarburo	41
Análisis según la profundidad.....	43
Uso de agua en la industria petrolera.....	44
Proyecciones de uso de agua en la industria petrolera mexicana	44
Proyecciones de uso de agua acumulada en la industria petrolera mexicana	45
COMPARATIVA	46
DISCUSIÓN	47
CONCLUSIONES	51
NOMENGLATURA	53
REFERENCIAS.....	55

ÍNDICE DE FIGURAS.

Figura 1. Consumo energético por sector, IEA, 2021.	10
Figura 2. Matriz de generación de energía primaria mundial, IEA Outlook, 2021.	11
Figura 3. Matriz de consumo de energía mundial, IEA Outlook, 2021.	12
Figura 4. Matriz de generación de energía primaria en México, IEA Outlook, 2021.	13
Figura 5. Emisiones Globales de Gases de Efecto de Invernadero, Our World in Data 2021.	14
Figura 6. Atlas del mapeo la industria petrolera y de gas hacia los Objetivos de Desarrollo Sostenible. IPIECA, 2017.	16
Figura 7. Proyecciones del uso de energía fósil. BP Outlook 2020.....	17
Figura 8. Provincias petroleras de México. Elaboración propia a partir de datos de la CNH.....	20
Figura 9. Principales provincias productoras de gas y aceite. Elaboración propia a partir de datos de la CNH.	21
Figura 10. Código para análisis anual de la producción.	26
Figura 11. Código para el filtro de campos de mayor producción.	26
Figura 12. Código para analizar el número de pozos perforados.	27
Figura 13. Código para la generación de gráficas de producción anual y acumulada.....	28
Figura 14. Código para la generación de gráficos de correlación entre el precio de hidrocarburos y la producción.....	28
Figura 15. Código para la generación de los gráficos de uso de agua anual y acumulada.....	29
Figura 16. Evolución anual del precio del gas del portal Henry Hub.	31
Figura 17. Evolución anual de pozos perforados por año y acumulados.....	33
Figura 18. Evolución anual de producción anual y acumulada de gas.	34
Figura 19. Evolución anual de producción anual y acumulada de petróleo.....	35
Figura 20. Producción anual de aceite de los 15 mayores campos productores en México. Elaboración propia con datos de CNH	35
Figura 21. Producción promedio de aceite en los 15 mayores campos de México para el periodo 1940-2021. Elaboración propia.....	36

Figura 22. Producción anual de gas de los 15 mayores campos productores en México. Elaboración propia.....	37
Figura 23. Producción promedio de gas en los 14 mayores campos de México para el periodo 1940-2021. Elaboración propia.....	38
Figura 24. Tipo de trayectoria de pozos de aceite y gas.	39
Figura 25. Clasificación histórica de pozos por tipo de aceite.	41
Figura 26. Clasificación histórica de pozos por tipo de gas.	42
Figura 27. Clasificación histórica de pozos por profundidad.	43
Figura 28. Volumen anual de agua con diferentes rangos de otros plays petroleros.	45
Figura 29. Volumen acumulado anual de agua con difentes	45
Figura 30. Análisis de Dispersión del precio del gas y los pozos perforados por año de México. b) Análisis de Dispersión de precio del gas y producción de gas de México. c) Análisis de Dispersión del precio del gas y producción de aceite de México. d) Análisis de Dispersión del precio de gas y pozos perforados con desfase de 4 años. e) Análisis de Dispersión del precio del gas y producción de gas de México con desfase de 4 años. f) Análisis de Dispersión de precio del gas y producción de aceite de México con desfase de 4 años.....	48

RESUMEN

La industria petrolera en México fomenta el desarrollo de diversas industrias y es un motor para el desarrollo económico de la sociedad. Sin embargo, cada vez es más evidente la mala imagen que se le atribuye a los hidrocarburos por los problemas que han causado; ya sean ambientales, sociales y económicos y en general no se toma cuenta que son y seguirán siendo un recurso estratégico para la soberanía del país.

En esta tesis presentamos un análisis histórico cuantitativo de la industria petrolera de México entre 1940 y 2021 mediante el uso de Sistemas de Información Geográfica, con lo cual se pretenden evaluar las tendencias espaciales y temporales que han derivado en los periodos de mayor producción, así como los periodos de declive de la industria. Para ello se busca también asociar qué factores económicos y geopolíticos han influenciado en la industria petrolera mexicana.

Además, se analizó el uso de recursos hídricos para el desarrollo de yacimientos convencionales, en donde se encontró que el uso del agua en las ciudades es hasta 10 veces mayor en un solo año que el usado por la industria petrolera en toda su historia: con 615 MMm³ de agua anual para la ciudad de México contra 72 MMm³ de agua en toda su historia para la industria petrolera.

De manera general, se aprecia que los periodos de mayor producción tanto de gas como aceite ya se dieron en décadas pasadas, específicamente la primera vez en la década de 1980 cuando comenzó a producir el yacimiento super gigante del campo Akal, además de tener una producción importante de los campos de Abkatun y Ku, y el segundo pico en 2004 que fue dónde estos campos se encontraron produciendo al máximo de su capacidad. A partir de este segundo pico, la producción de aceite se encuentra en declive y la producción de gas se mantiene estable, pero con una tendencia decreciente marcada.

Este estudio representa un punto de partida que permite apreciar el panorama histórico y la tendencia en la industria.

ABSTRACT

The oil industry in Mexico fostered the development of industries and society's economy. However, the negative image attributed to the hydrocarbon industry's environmental, social, and economic issues has increased over time, although this industry remains a strategic resource for the country's sovereignty.

In this thesis, we presented a quantitative historical analysis of the Mexican oil industry between 1940 and 2021 using Geographic Information Systems, in which we evaluated the spatial and temporal trends that forced the periods of higher oil & gas production, as well as periods of decline of the industry. Hence, the analysis consisted of the association of economic and geopolitical factors that influenced the Mexican oil industry.

In addition, an analysis of the use of water resources for the development of conventional reservoirs and a comparison of the use of water by other industries compared to the oil industry has been made: resulting in the use of water in cities being 10 times greater in a single year than the one the oil industry has used in its entire history: with 615 MM m³ of water per year for cities against 72 MM m³ of water in its entire history for the oil industry.

In general, it can be seen that the periods of greatest production of both gas and oil already occurred in past decades, specifically the first time in the 1980s when the super-giant field of the Akal field began to produce, in addition to having a production of the Abkatun and Ku fields, and the second peak in 2004, which was where these fields found themselves producing at maximum capacity. From this second peak, oil production is in decline and gas production remains stable, but with a marked trend.

This study represents a starting point that allows us to appreciate the historical panorama and the trend in the industry.

INTRODUCCIÓN

México es reconocido internacionalmente por su producción y sus reservas de petróleo y gas en el subsuelo. Desde la expropiación petrolera que conllevó la creación de PEMEX en 1938, hasta el cambio total que se hizo con la reforma de 2016 en materia de hidrocarburos. La industria petrolera mexicana siempre ha dado de que hablar, en parte gracias a que ha encontrado de la tierra los recursos suficientes para poder explotarlos y usarlos para satisfacer su demanda energética y exportar el resto.

El petróleo y el gas que consumimos a diario han logrado poner en marcha nuestra economía y lograr un desarrollo industrial que ha colocado al país como futura potencia en 2050 (PwC, 2050).

Históricamente durante la década de 1920, México se colocó como el segundo mayor productor de aceite en el planeta, solo por detrás de Estados Unidos (**Uhthoff-María, 2008**). Para 2004 se posicionaba como el sexto productor mundial de aceite con una producción de 3.4 MMbpd, por delante de Reino Unido, Noruega, Venezuela, Irak y Brasil. Actualmente se posiciona en el décimo tercer lugar con una producción de 1.7 MMbpd (**ITA, 2022**).

Una comparación con Arabia Saudita es ilustrativa. La producción de México es aproximadamente una cuarta parte de la de Arabia Saudita, pero sus reservas son solo una vigésima parte de las de Arabia Saudita. La consecuencia obvia de altas tasas de producción y las bajas reservas en México es que las reservas no durarán mucho. Con las tasas actuales de producción, la vida estimada de las reservas probadas es baja, alrededor de 9.3 años con base en datos de la CNH en su reporte anual de certificación de reservas (**CNH, 2022**).

La mayor parte de la producción actual de México proviene de la cuenca Sureste. Durante muchos años, el campo más prolífico de la cuenca Sureste fue el campo supergigante Cantarell (**Romo 2015**), cuya pérdida abrupta de producción comienza a ser compensada en parte por el desarrollo de los campos Ku, Maloop y Zaap cuyo aumento en su producción ha demostrado que si son bien administrados pueden dar rendimientos para varias décadas (PEMEX, 2021).

Los eventos antes mencionados que en principio parecen aislados, nos demuestran que la industria petrolera es cambiante y está expuesta a factores nacionales e internacionales, es por eso que conocer la tendencia histórica en el desarrollo de la industria petrolera y analizar a fondo dicha tendencia nos permitirá entender que

factores la han hecho evolucionar a lo largo del tiempo, y con base ello poder entender cómo se va transformando en los próximos años.

En el presente documento, se examinan los registros históricos de la producción de hidrocarburos en México para evaluar: a) variación de los precios de los hidrocarburos, b) la tendencia en la perforación de nuevos pozos, c) la evolución histórica de la producción de gas y aceite, d) la variación espacial de la producción en los principales campos productores, e) la relación entre las tendencias de producción con los sucesos geopolíticos y económicos nacionales e internacionales. Con esta información se pretende dar un panorama de la situación actual y futura para la industria petrolera en los próximos años.

Justificación

México es un país petrolero cuya producción de hidrocarburos ha fomentado su desarrollo económico e industrial. Sin embargo, en las últimas décadas la producción de hidrocarburos ha disminuido de forma importante. Estas tendencias dependen de factores nacionales e internacionales, pero no se han analizado a detalle. Es por ello, que se requiere un análisis integral de la industria para evaluar su evolución en tiempo y espacio, así como analizar las causas que han afectado o favorecido a la industria, con miras a utilizar esta información para futuros análisis predictivos

Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es:

Analizar la evolución espacial y temporal de la industria petrolera de México desde sus inicios hasta la actualidad, y asociar las tendencias de la producción de hidrocarburos con fenómenos sociales, económicos y políticos nacionales e internacionales.

Los objetivos particulares son:

- Analizar los patrones de la industria petrolera mexicana a través del uso de Sistemas de Información Geográfica (SIG).
- Documentar factores económicos, sociales y ambientales que han tenido influencia en el desarrollo de la industria petrolera.

- Análisis causa efecto del precio del hidrocarburo con la producción y desarrollo de nuevas campañas de exploración.
- Analizar el uso de recursos hídricos en la exploración y extracción de recursos petroleros convencionales y realizar una comparativa con respecto a otras industrias.

ANTECEDENTES

Los beneficios de la industria petrolera van más allá del uso de combustibles; los hidrocarburos están vinculados e impregnados en nuestra sociedad, pero la mayor parte del tiempo ignoramos su influencia, sólo por mencionar un ejemplo, gran parte de la energía generada en México depende del petróleo, por lo que los incrementos del en el precio del petróleo afectan principalmente a la industria, el transporte y el sector residencial, como se ve en la **Figura 1**, (IEA, 2021).

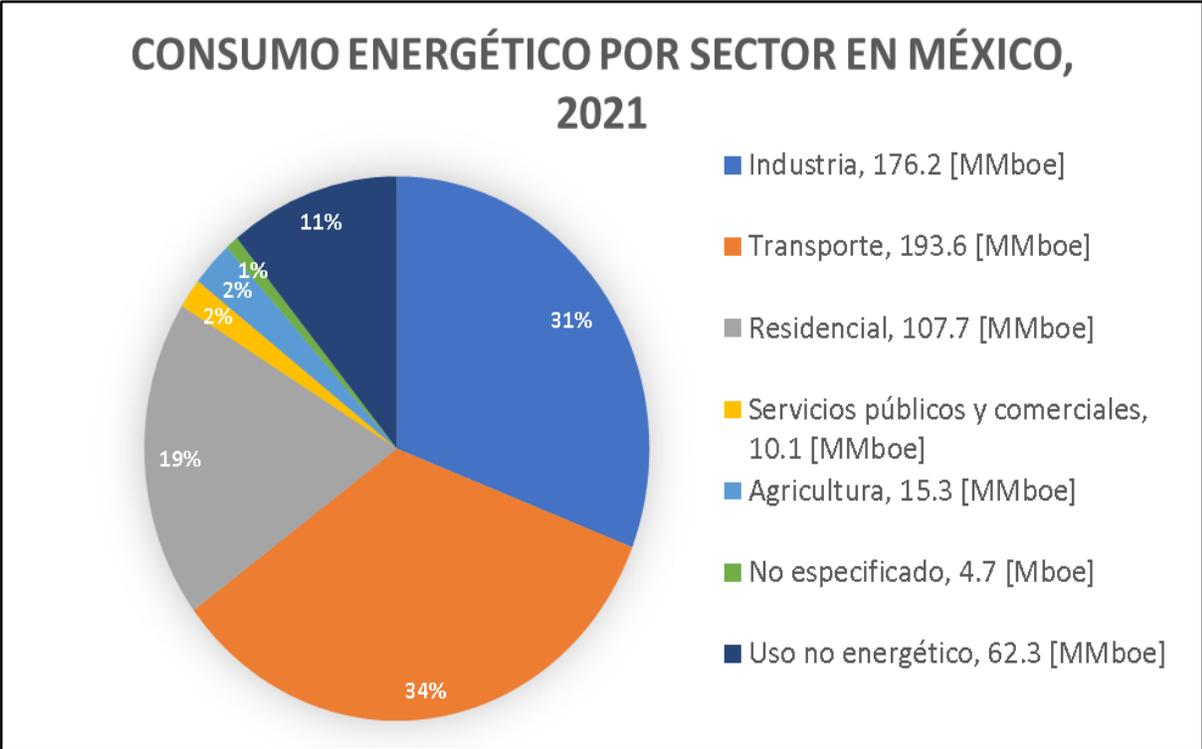


Figura 1. Consumo energético por sector, IEA, 2021.

Todas nuestras actividades actuales tienen relación con el petróleo, por lo que nuestros estilos de vida y las actividades económicas que realizamos se ven afectadas por los factores que modifican la producción y los precios de los hidrocarburos,

Generación y uso de recursos energéticos mundial

A nivel global la matriz energética de generación de energía primaria se encuentra distribuido como se muestra en la **Figura 2** (IEA, 2021).

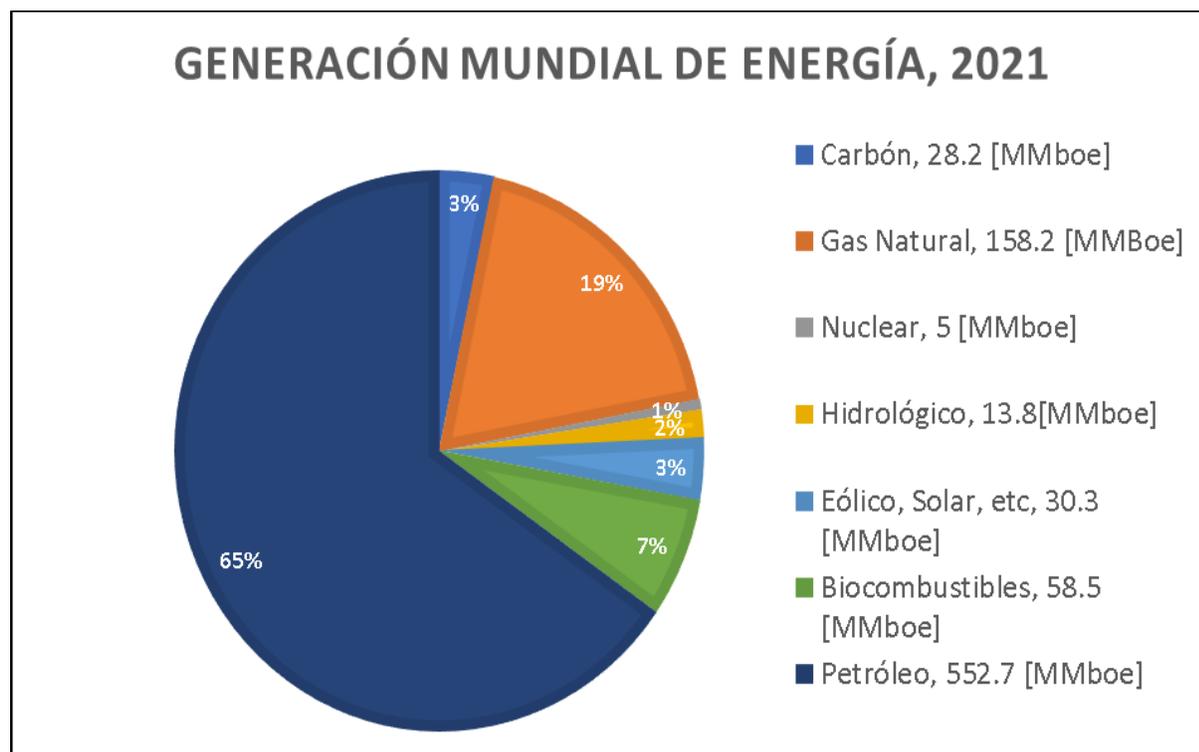


Figura 2. Matriz de generación de energía primaria mundial, IEA Outlook, 2021.

Específicamente el petróleo, gas natural y carbón fueron las responsables del 80% de la generación de energía primaria en 2021, dejando solo el 20% de la generación a las energías renovables, las cuales incluyen energía eólica, solar, biocombustibles y la nuclear.

En lo que respecta a consumo de energía en 2021 por la **EIA (2021)**, según se muestra en la **Figura 3**, el consumo de energía global para procesos industriales; el petróleo, gas natural y carbón fueron las responsables del 69% del consumo en 2021, dejando solo el 8% del consumo de energías renovables las cuales incluyen energía eólica, solar, biocombustibles y la nuclear.

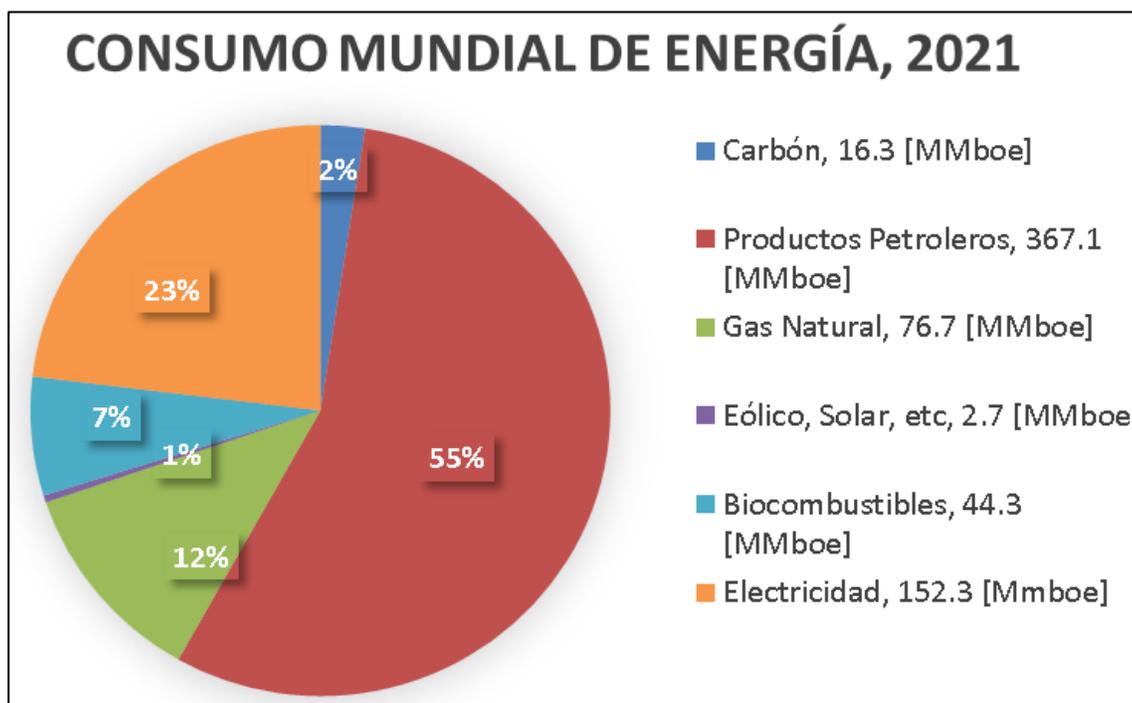


Figura 3. Matriz de consumo de energía mundial, IEA Outlook, 2021.

Generación y uso de recursos energéticos en el país

En 2021, la generación de energía primaria en México se distribuyó como se muestra en la **Figura 4**, en donde de la generación total de la matriz energética, específicamente el petróleo, gas natural y carbón fueron los responsables del 85% de la generación de energía primaria, dejando solo el 15% de la generación a las energías renovables, las cuales incluyen energía eólica, solar, biocombustibles y la nuclear (**IEA, 2022**).

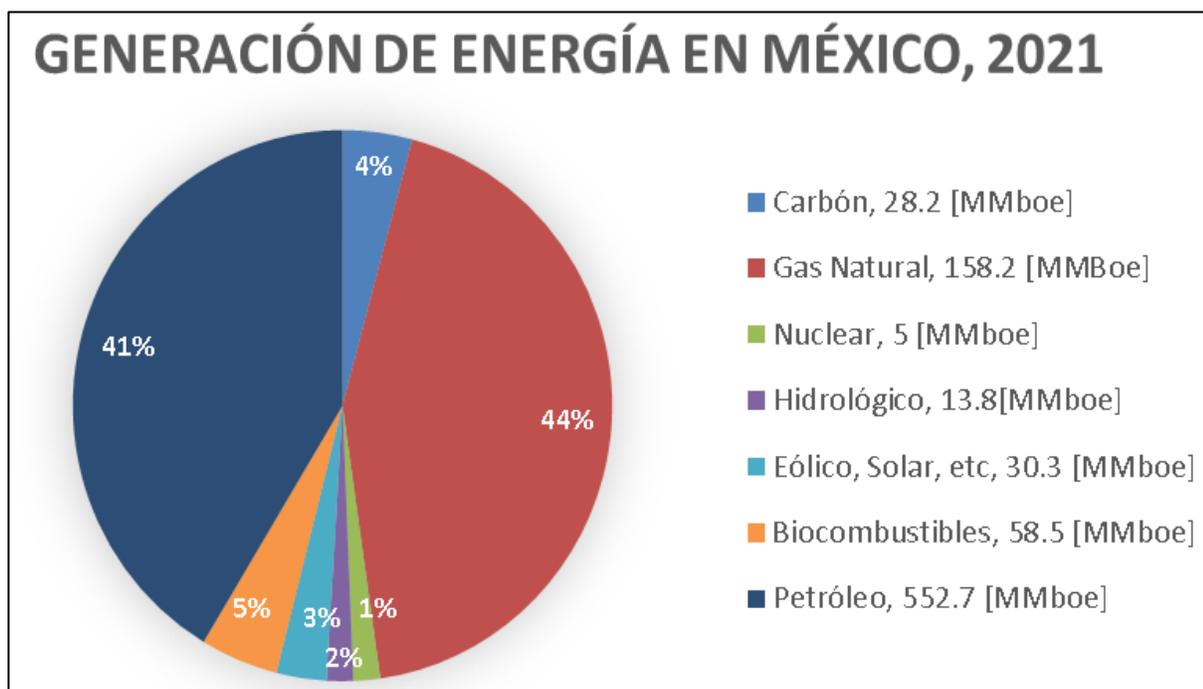


Figura 4. Matriz de generación de energía primaria en México, IEA Outlook, 2021.

Generación de emisiones de la Industria Petrolera.

El mundo emite alrededor de 50 mil millones de toneladas de gases de efecto invernadero cada año. De las emisiones globales de Gases de Efecto Invernadero (GEI), las actividades para el desarrollo de energía (exploración y producción) no son las principales fuentes de emisiones de este tipo de gases (tal como se aprecia en la **Figura 5**), su contribución no es del más del 6% en el espectro de generación de energía (World Bank, 2021). En lo que respecta a la generación de emisiones por el uso de transporte (marítimo, ferroviario, aéreo y terrestre), contribuye con 16.2% de las emisiones totales. La energía que se consumen en los edificios es responsable del 17.5% de las emisiones totales de CO₂.

El sector energía en su totalidad, donde están incluidas las actividades de exploración, extracción, transporte, energía usada en edificios, etc. Contribuye con el 73.2 % de las emisiones totales de CO₂, **Figura 5**.

EMISIONES GLOBALES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR SECTOR, 2021

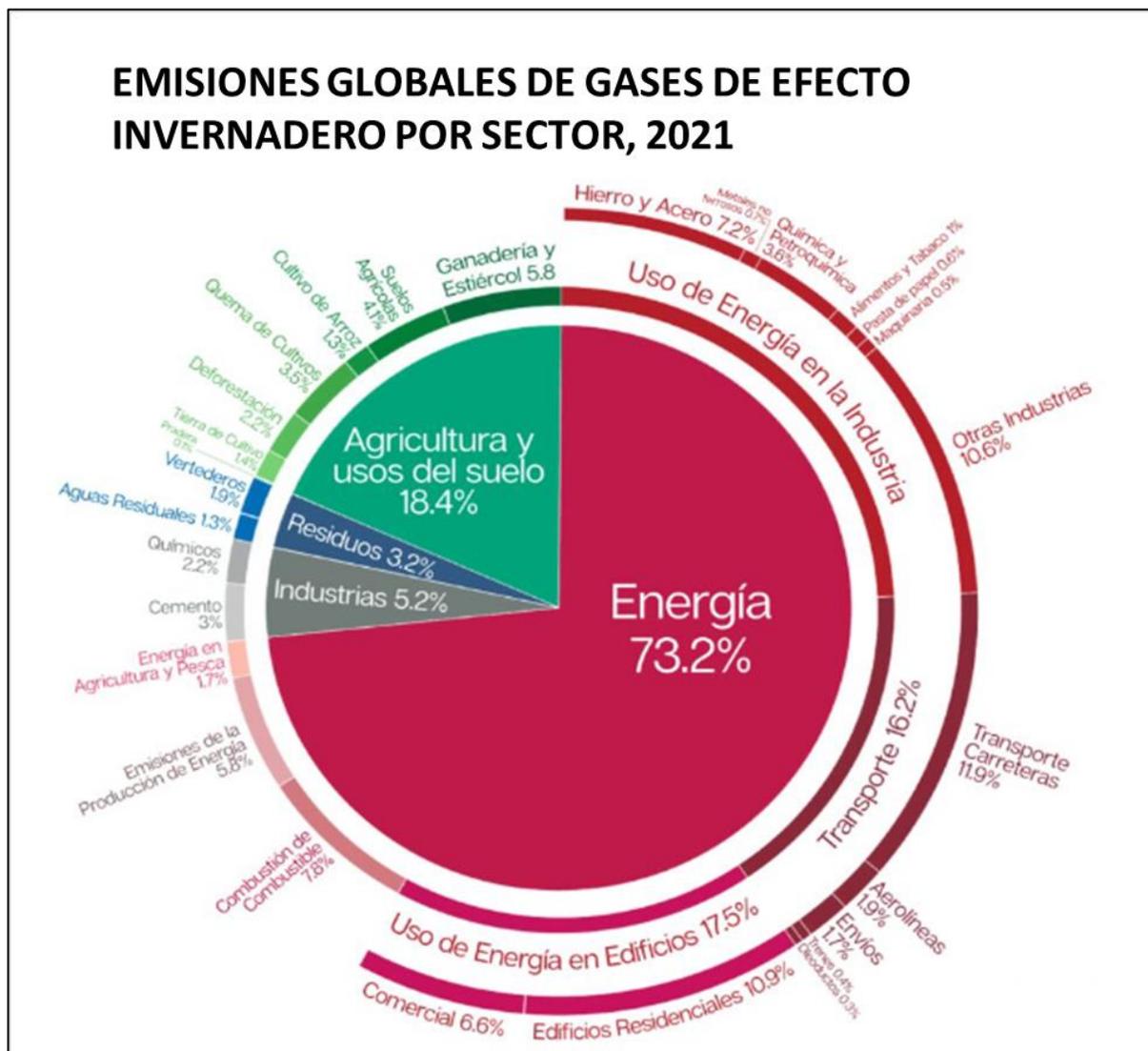


Figura 5. Emisiones Globales de Gases de Efecto de Invernadero, Our World in Data 2021.

Objetivos de Desarrollo Sostenible dentro de la Industria Petrolera

Cuando hacemos un comparativo entre los niveles de consumo y generación de energía internacionales y de México respectivamente, no se aprecian diferencias, sin embargo, cada país en específico tiene recursos en mayor o menor medida y tiene diversas facilidades o dificultades para explotarlos y/o importarlos, por lo que se deben crear estrategias para la optimización de las tareas de exploración y extracción de hidrocarburos con una visión a la Agenda 2030 y a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, ODS.

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible es una hoja de ruta para erradicar la pobreza, proteger al planeta y asegurar la prosperidad para todos sin comprometer los recursos para las futuras generaciones (**ONU, 2023**).

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), también conocidos como Objetivos Globales, fueron adoptados por las Naciones Unidas en 2015 como un llamamiento universal para poner fin a la pobreza, proteger el planeta y garantizar que para el 2030 todas las personas disfruten de paz y prosperidad (**UNDP, 2023**). Los 17 ODS están integrados: reconocen que la acción en un área afectará los resultados en otras áreas y que el desarrollo debe equilibrar la sostenibilidad social, económica y ambiental. Los países se han comprometido a priorizar el progreso de los más rezagados (**UNDP, 2023**).

Para crear una guía e indicarles a las empresas petroleras que los ODS no son una serie de puntos a cumplir o que no son acciones aisladas en la operación de la empresa, la International Petroleum Industry Environmental Conservation Association, IPIECA, adaptó los ODS en acciones concretas y vinculadas entre sí que puede desarrollar la industria del petróleo y gas (**IPIECA, 2017**), tal y como se muestra en la **Figura 6**.

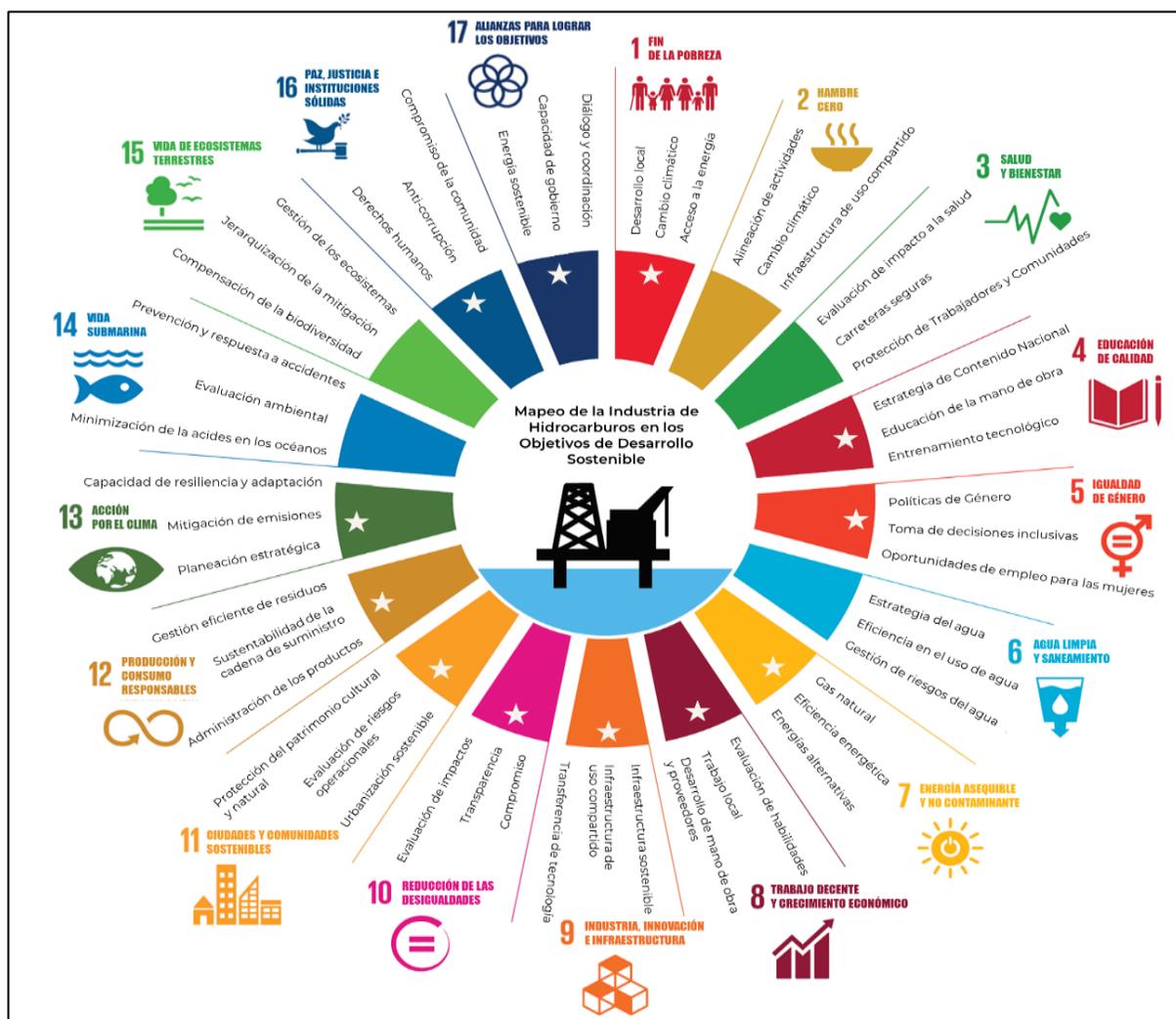


Figura 6. Atlas del mapeo la industria petrolera y de gas hacia los Objetivos de Desarrollo Sostenible. IPIECA, 2017.

El objetivo de IPIECA, es demostrar a la industria petrolera que la sostenibilidad va más allá de la reducción de emisiones. Hay una serie de acciones en cada uno de los ODS en los que la industria puede incidir; un ejemplo de estas acciones se puede ver en el ODS 4. Educación de Calidad: y será uno de los objetivos del presente trabajo: evaluar el desarrollo histórico de la industria petrolera y el uso histórico de agua que la industria ha usado para contribuir con el Contenido Nacional. El ODS 6: es otro de los puntos en los que puede incidir el presente trabajo para la creación de una estrategia en el uso del agua; debido a que para crear dicha estrategia es necesario tener un antecedente y mapear el uso del agua de la industria petrolera en México.

Es necesario de nuevo, alinearse a estas acciones, más aún cuando vemos que la tendencia en el uso de combustibles fósiles se mantendrá y nos obligará a seguir buscando e incorporando reservas de petróleo gas y carbón al menos durante los próximos 30 años, según con proyecciones de la **Figura 7** dónde BP muestra su Outlook de 2020 (**BP, 2020**);

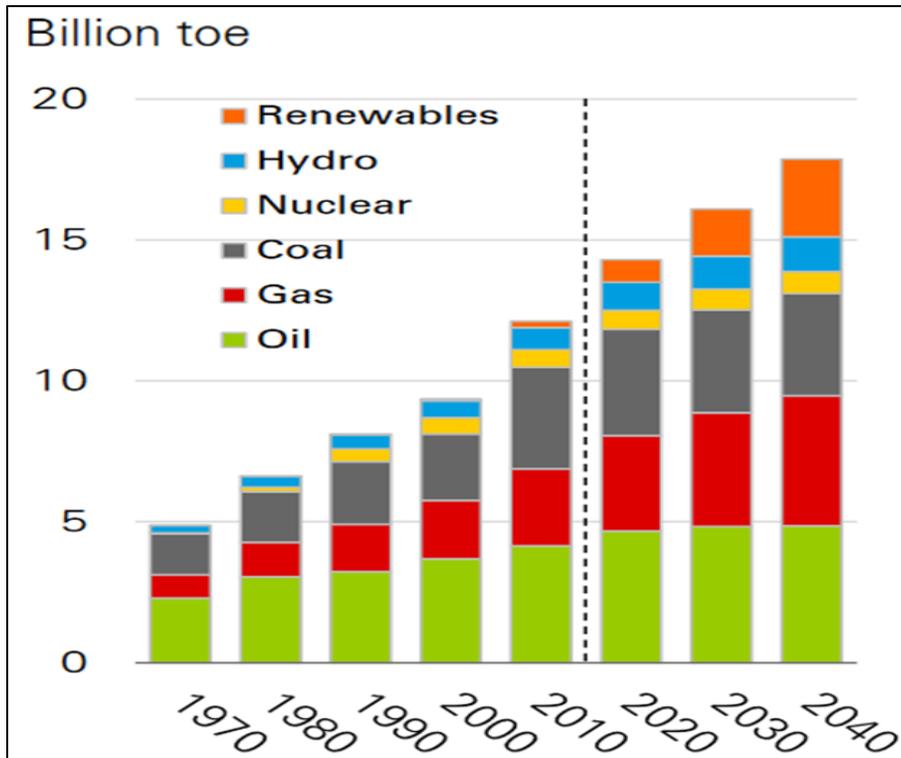


Figura 7. Proyecciones del uso de energía fósil. BP Outlook 2020

ZONA DE ESTUDIO Y BASES DE DATOS

Bases de datos

La información utilizada en el presente trabajo fue consultada de las siguientes bases de datos:

- **CNH:** Se presenta información pública disponible (en formato XLS de Excel) de la producción histórica de aceite y gas de México de cada campo, con registros desde 1940 hasta la actualidad.

url: <https://reservas.hidrocarburos.gob.mx/>

- **CNIH-SIH:** Contiene la ubicación geográfica de los pozos perforados (productor, exploratorio, delimitador, de sondeo, etc.) de aceite y gas (en formato Shapefile de ESRI) en México. Además, presenta información relevante como la fecha de inicio y final de la vida útil del pozo, tipo de recurso que produce, trayectoria, profundidad y a que cuenca productora pertenece. Desde este portal se puede descargar también la delimitación de los campos que lideran la producción en la actualidad.

url: <https://mapa.hidrocarburos.gob.mx/>

- **Geoportal CONABIO:** Base de datos vectoriales de la división política, división municipal, además de un gran catálogo de recursos naturales del país. Esta información fue requerida para realizar análisis zonal de la información de producción de los pozos.

url: <http://www.conabio.gob.mx/informacion/gis/>

- **Henry Hub:** Portal que muestra las tendencias y los precios actualizados del gas natural comercializado en el New York Mercantile Exchange (NYMEX) y en el International Exchange (ICE). Esta información fue analizada para evaluar cómo la variabilidad de los precios de los hidrocarburos impulsa o restringe a la industria del aceite y gas.

url: <https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhdm.htm>

Herramientas computacionales

Para el desarrollo del presente trabajo se optó por utilizar herramientas open-source, las cuales son descritas a continuación:

- **QGIS:** Sistema de Información Geográfica (SIG) de código abierto para cartografía y geo-procesos, además de soportar numerosos formatos vectoriales, rásters y bases de datos, así como características cartográficas avanzadas para el mapeo interactivo (**QGIS Documentation, 2002**).
- **SAGA GIS:** (System for Automated Geoscientific Analyses) es un Sistema de Información Geográfica cuyo objetivo es proporcionar una plataforma potente y fácil de utilizar para el procesamiento geo-científico. Incluye módulos para geoestadística, clasificación de imágenes, proyecciones, simulación de procesos dinámicos (hidrología, desarrollo del paisaje) y análisis del terreno (**SAGA, 2022**).
- **Python:** Lenguaje de programación de alto nivel, orientado a objetos y multiplataforma. Sus estructuras de datos, combinadas con una escritura dinámica, lo hacen muy atractivo para el desarrollo rápido de aplicaciones, estadístico, procesamiento y limpieza de bases de datos, clasificación de datos, análisis temporales, entre otros (**Python, 2022**). Las principales librerías utilizadas para el procesamiento de la información fueron:
 - **Numpy:** Librería para trabajar con vectores, matrices y análisis algebraico similar al realizado en Matlab (**Numpy, 2022**).
 - **Pandas:** Es una biblioteca para la manipulación y el análisis de datos. En particular, ofrece estructuras para operaciones para manipular tablas numéricas y series de tiempo (**w3school, 2022**).
 - **Geopandas:** Biblioteca para el manejo y análisis de datos geográficos en formato vectorial (**Geopandas, 2022**).
 - **Matplotlib:** Potente librería para crear visualizaciones estáticas, animadas e interactivas (**Matplotlib, 2022**).

Zonas de estudio

De acuerdo con ritmos actuales de producción publicados en la CNH, la vida estimada de las reservas probadas del país es de alrededor de 9 años. Estas reservas se encuentran distribuidas en 12 provincias petroleras que ocupan el 30% del territorio nacional (terrestre y marítimo) como se muestra en la **Figura 8**.

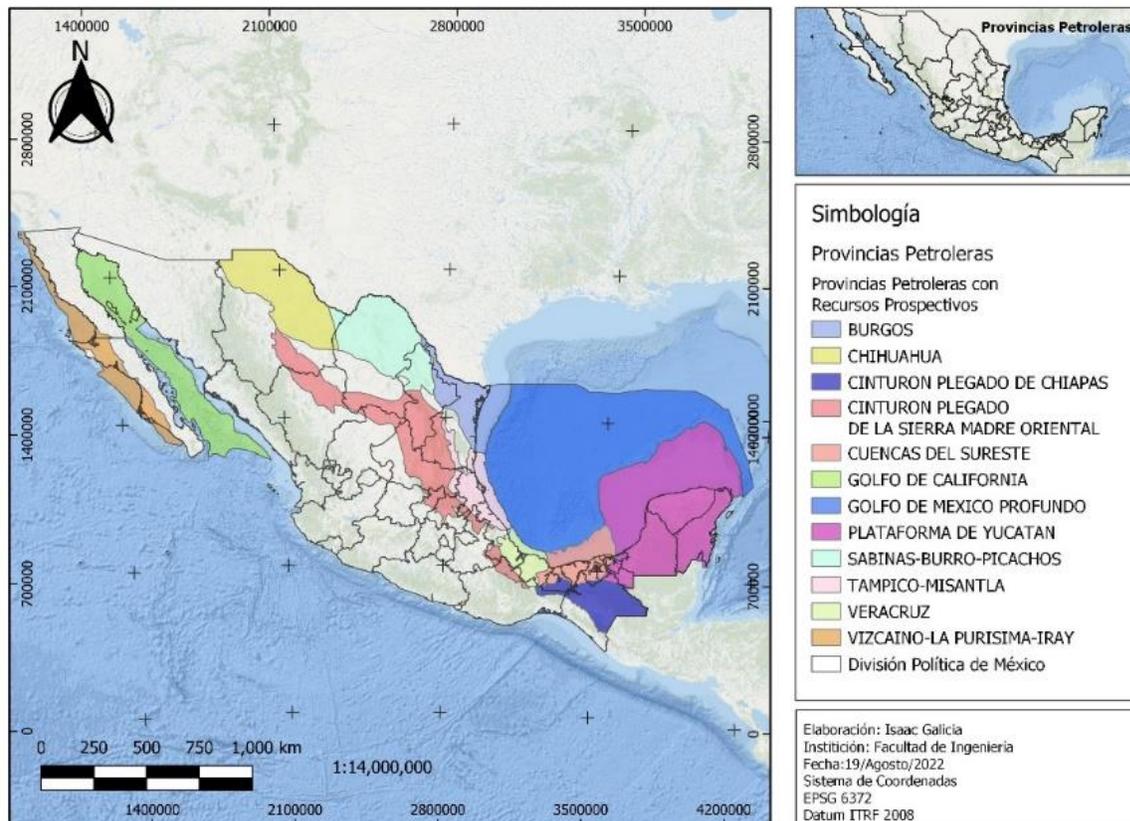


Figura 8. Provincias petroleras de México. Elaboración propia a partir de datos de la CNH.

Aunque históricamente las 12 provincias han tenido etapas de desarrollo y exploración petrolera, 6 de éstas ostentan el 60% de la producción de aceite y gas del país. Estas provincias están delimitadas en la **Figura 9**.

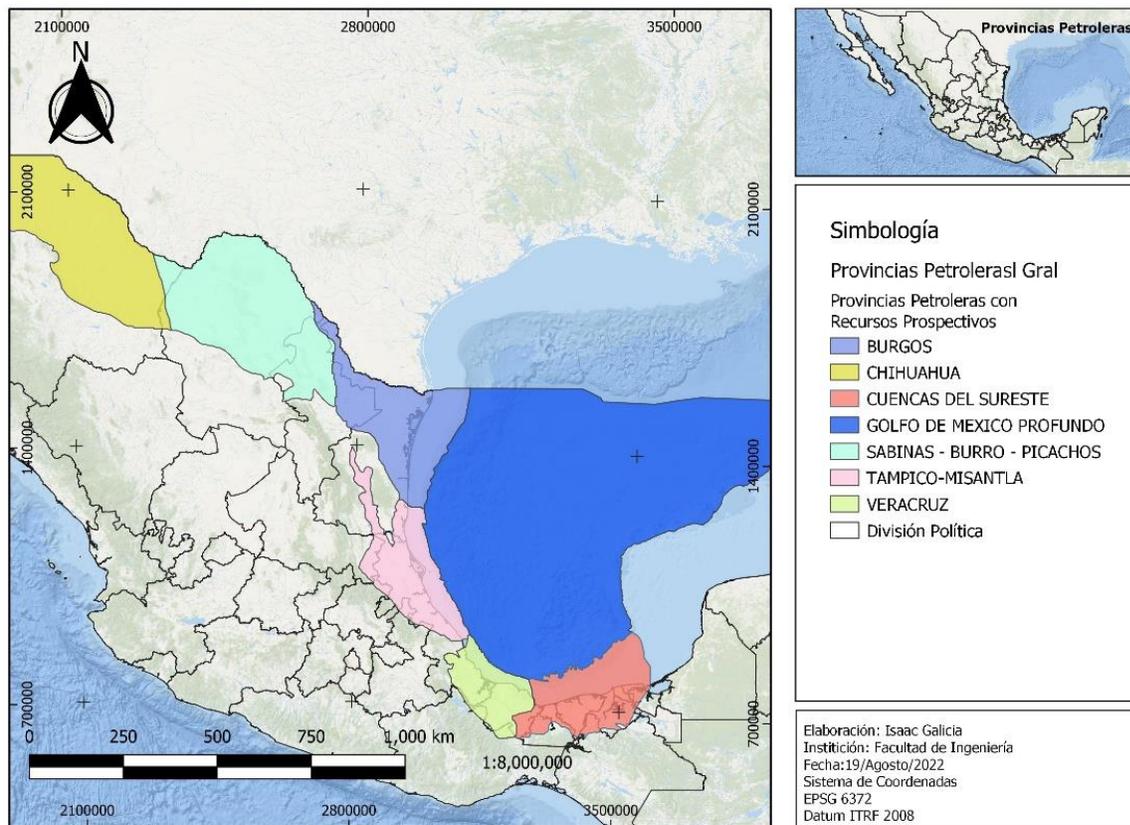


Figura 9. Principales provincias productoras de gas y aceite. Elaboración propia a partir de datos de la CNH.

A continuación, se hará una breve descripción de las 6 provincias petroleras las cuáles serán nuestra zona de estudio:

- **Burgos:** Ubicada en el Noreste de la República Mexicana entre los estados de Tamaulipas y Nuevo León, se extiende costa afuera hacia la plataforma continental. Esta cuenca cubre una superficie de 73,800 km². Es un importante productor de gas natural, aportando el 22% del gas natural total de México y el 78% de su gas no asociado (CNH Burgos, 2018).

Alrededor del 85% de la producción de Burgos proviene de ocho grandes campos: Culebra, Arcos, Arcabuz, Cuitláhuac, Merced, Monterrey, Pandura y Reynosa (Talwani, 2011).

- **Cuencas del Sureste:** Ubicada en la planicie costera del Golfo de México y la parte de la plataforma continental del Sureste de México. Incluye una parte terrestre y marina

poco profunda, que está limitada al norte por la isobata de 500 metros, al Sur con el Cinturón plegado de Chiapas, al Oeste con la Cuenca de Veracruz y al Este con la Plataforma de Yucatán. La provincia cubre un área de 59,004 Km² (**CNH Cuenca Sureste, 2018**). Las principales cuencas productivas dentro de la cuenca del Sureste son (**Talwani, 2018**):

- Cuenca Chiapas-Tabasco-Comalcalco: el complejo Bermúdez y los campos Jujo-Tecominoacán son los más famosos. Las reservas ascienden a 1.700 millones de barriles de petróleo equivalente.
- Cuenca de Campeche: La región es la provincia petrolera más productiva de México e incluye el gigantesco Campo Cantarell, que solo en 2003 produjo 2.1 MMbpd y 530 MMpcpd de aceite y gas respectivamente. Las reservas totales ascienden a 11,370 MMbpeq.
- Cuenca Salina del Istmo: Los yacimientos productores en la cuenca Salina -del Istmo están asociados a trampas anticlinales producidas por fallas normales. La producción de gas es de 0,054 MMMpcpd y la producción de petróleo es de 44 Mbpd.
- **Golfo de México Profundo:** (PPGMP) corresponde a la porción central del Golfo, limitada por la isobata de 500 m y el límite de mar territorial. Se han realizados trabajos exploratorios para evaluar el potencial petrolero del área, desde estudios regionales hasta la perforación de pozos exploratorios. Con base en estos estudios se han identificado en la región seis provincias con características geológicas distintivas, las cuáles 5 tienen interés petrolero (**PEMEX-EP, 2010**):
 - Salina del Bravo: esta provincia se localiza en el sector nororiental del Golfo de México, frente al delta del Río Bravo. En esta provincia se han realizado estudios de manifestaciones superficiales y muestreo de fondo marino que indican la presencia de hidrocarburos líquidos que se pueden estar fugando de arenas turbidíticas terciarias de complejos de canales y abanicos submarinos las cuales se encuentran conformando trampas estratigráficas, estructurales

- **Cinturón Plegado Perdido:** se localiza al oriente de la Provincia Geológica Salina del Bravo y se caracteriza por presentar un estilo de pliegues y fallas inversas orientadas de suroeste a noreste. El cinturón de pliegues se extiende hacia la parte estadounidense del Golfo de México, en donde se han realizado varios descubrimientos importantes de aceite entre los que se encuentran Baha, Trident, Great White, Tobago, Silvertip y Tiger.
- **Cordilleras mexicanas:** esta provincia se localiza al oriente de la plataforma continental del Golfo de México, frente a la costa de los estados de Veracruz y Tamaulipas. Este cinturón plegado se extiende a lo largo de 500 km y cubre cerca de 70,000 km² en tirantes de agua entre 1,000 y 3,000 m. En esta provincia se ha perforado un pozo corroborando la presencia de hidrocarburos en fase gaseosa en las secuencias del Mioceno.
- **Salinas del Istmo:** esta provincia es la extensión hacia aguas profundas de la Provincia Salina del Istmo y se distribuye desde la isobata 500 m hasta la planicie abisal. De acuerdo con estudios de muestreo de fondo marino y modelados de cuenca se considera que el tipo de hidrocarburos esperados podrían ser desde gas y condensado hasta aceites superligeros a pesados.
- **Cinturón Plegado Catemaco:** esta provincia se localiza al norte del Complejo Volcánico de los Tuxtlas, en la porción marina profunda. Los recientes descubrimientos en el área han corroborado la presencia de gas en trampas neógenas y se postula que en trampas más antiguas pueda existir la presencia de aceite ligero.
- **Sabinas-Burro-Picachos:** La Cuenca de Sabinas se localiza en la parte noreste de México, en el centro del Estado de Coahuila y la parte occidental del Estado de Nuevo León; ocupando un área de 43,000 km².

La Provincia Geológica de Burro-Picachos se considera en la mayoría de los estudios como una sección adyacente de la Cuenca de Sabinas por encontrarse dentro de la misma provincia petrolera. Esta provincia cubre gran parte de la región norte del Estado de Coahuila y la parte norte del Estado de Nuevo León, con una extensión de ~5,1090 Km², (**CNH Sabinas-Burro-Picacho, 2018**).

La exploración en esta provincia comenzó en la década de 1930 y la producción alcanzó su punto máximo en 1979 con 160 MMMpc por día de gas. La mayor parte de la producción proviene de tres campos principales: Monclova-Buena Suerte (descubierto en 1974), Lampazos y Merced. En 2006 la producción de gas fue de 1,350 MMpcd (**Talwani, 2011**).

- **Tampico-Misantla:** Esta localizada en la parte centro-oriental de la República Mexicana, abarcando desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas, la parte central de Veracruz, las porciones orientales de San Luis Potosí e Hidalgo, el norte de Puebla y el occidente del Golfo de México, cubriendo un área de 57,170 km².

La cuenca Tampico-Misantla cuenta con cuatro de los plays más productivos de aceite y gas a nivel nacional, (**CNH Tampico-Misantla, 2018**):

- El primero está asociado a la “Faja de Oro”, ubicado en la plataforma Tuxpan. Uno de los pozos perforados en esta plataforma, Cerro Azul No. 4, ha sido uno de los pozos petroleros con mayor producción en el planeta, ascendiendo a 260 Mbd como producción máxima.
- El segundo play proviene de los depósitos de la Formación Tamabra que rodea la plataforma. El campo petrolero gigante “Poza Rica” se encuentra en este play.
- El tercer play proviene de la formación San Andrés costa afuera, que consiste en calizas sedimentarias del Jurásico Superior.
- El cuarto play está asociado al campo Chicontopec. La formación del Paleocanal de Chicontopec se deposita entre la Sierra Madre Oriental y las plataformas de la Faja de Oro. Contiene secuencias alternas de lutitas y calizas delgadas estratificadas.

Metodología

A continuación, se describirán como se obtuvieron los datos para poder desarrollar los análisis posteriores descritos en el presente trabajo.

1. Se descargaron de la página de la CNIH, específicamente del Sistema de Información de Hidrocarburos, SIH, la siguiente información:

- a. Las capas en formato Shapefile de ESRI de las cuencas petroleras donde se ha desarrollado alguna actividad petrolera.
 - b. Los datos vectoriales de los campos petroleros que actualmente se encuentran produciendo gas y aceite.
 - c. Los datos de ubicación geográfica de los pozos perforados a lo largo de toda la historia.
2. De la página de la CONABIO se descargó la siguiente información:
- a. División política estatal de México a 2022.
 - b. División política municipal de México a 2022.
3. Una vez recopilados estos datos, se procedió a analizar, uniformizar y limpiar datos atípicos de la información recabada, debido a que dificultaban el desarrollo y posterior análisis de la información. Esto se hizo obteniendo de todas las capas vectoriales y puntos geográficos las tablas en formato XSL de Excel. Los puntos que se optimizaron fueron los siguientes:
- a. Datos que no contienen información ya sea: fecha de inicio de la perforación, producción actual o producción histórica registrada, tipo de la calidad en la producción de aceite o gas, cambios en la trayectoria y profundidad del pozo.
 - b. Se agregó un número único de identificación (ID) al registro histórico de pozos perforados para poder un mayor control de la información y se identificó el ID de cada municipio para poder correlacionarlo posteriormente.
 - c. Se agrupó la producción a escala anual de cada pozo y posteriormente se obtuvo la producción total anual. De forma inicial se tiene por parte de la CNH un registro mensual de la producción; este cambio de producción mensual a producción anual se realizó a través de scripts de Python para optimizar los procesos. Se hizo el siguiente script y se muestra en la **Figura 10**:

```

# -*- coding: utf-8 -*-
"""
Created on Tue Aug 9 10:42:40 2022

@author: isaac
"""
import pandas as pd

f=r'C:/Users/isaac/OneDrive/Escritorio/TESIS/programacion/campos filtrados/Produccion_aceite_mbd_filtrados.csv'
df=pd.read_csv(f, index_col=0, parse_dates=0)
df.resample("Y").sum().to_csv(r'C:/Users/isaac/OneDrive/Escritorio/TESIS/programacion/campos filtrados/Produccion_aceite_filtrado_fechas_mbd.csv')

```

Figura 10. Código para análisis anual de la producción.

4. Con toda la información procesada se procedieron a realizar los siguientes filtros:
 - a. El primero se hizo en la capa de campos para preservar aquellos que contuvieran el 95% de la producción, dejando de lado los campos con producción marginal; para esto se aplicó el siguiente script mostrado en la

Figura 11:

```

def filtrar_datos(tabla, pmax=95, th=None):

    pmax /= 100

    suma = tabla.sum()
    fraccion = suma.sort_values(ascending=False) / suma.sum()
    filtro = fraccion.cumsum() <= pmax
    filtro = filtro.loc[filtro.index]
    tabla_filtro = tabla.loc[:, filtro]

    if th is not None:
        th /= 100

        suma = tabla_filtro.sum() / tabla.sum().sum()
        filtro = suma >= th
        filtro = filtro.loc[filtro.index]
        tabla_filtro = tabla_filtro.loc[:, filtro]

    print(f"Numero de elementos: {tabla_filtro.shape[1]}")
    print(f"Elementos ignorados: {tabla.shape[1] - tabla_filtro.shape[1]}")
    print(f"Suma de fraccion: {fraccion[filtro].sum():.3f}")

    return tabla_filtro

## INGRESAR ESTO
filename = r'C:\Users\becario\Desktop\Tesis Isaac\Tesis Isaac nuevo\programacion\Produccion_gas_mmpcd.csv'
guardar_como = r'C:\Users\becario\Desktop\Tesis Isaac\Tesis Isaac nuevo\programacion\Produccion_gas_mmpcd_filtrados.csv'
pmax = 90 # porcentaje maximo a preservar en porcenta
th = 1.2 # produccion minima requerida en porcentaje

# Filtar datos
tabla = pd.read_csv(filename, index_col=0)
tabla_filtro = filtrar_datos(tabla, pmax=pmax, th=th)
tabla_filtro.to_csv(guardar_como)
print(tabla_filtro.head())

```

Figura 11. Código para el filtro de campos de mayor producción.

- b. Para el análisis del registro de pozos de aceite y gas se escribió un script para evaluar la producción histórica y el número de pozos por año y se muestra en la **Figura 12**:

```
# Extraer datos hasta el 2021
precio = precio.loc[:"2021", :]
prod_gas = prod_gas.loc[:"2021", :]
prod_aceite = prod_aceite.loc[:"2021", :]

# Extraer datos anuales
precio_anual = precio.resample("1Y").mean()
precio_anual.index = precio_anual.index.year
prod_gas_anual = prod_gas.resample("1Y").mean()
prod_gas_anual.index = prod_gas_anual.index.year
prod_aceite_anual = prod_aceite.resample("1Y").mean()
prod_aceite_anual.index = prod_aceite_anual.index.year

#%% Definir funciones

def contar_pozos(agrupar=None, acumular=False):
    if type(agrupar) is str:
        if acumular:
            datos = pozos.loc[:, ["Pozo", "InicioY", agrupar]].groupby(["InicioY", agrupar]).count()
            datos = datos.unstack(level=1)["Pozo"]
            datos = datos.cumsum()
        else:
            datos = pozos.loc[:, ["Pozo", "InicioY", agrupar]].groupby(["InicioY", agrupar]).count()
            datos = datos.unstack(level=1)["Pozo"]
    else:
        if acumular:
            datos = pozos.loc[:, ["Pozo", "InicioY"]].groupby(["InicioY"]).count()
            datos = datos["Pozo"].cumsum()
        else:
            datos = pozos.loc[:, ["Pozo", "InicioY"]].groupby(["InicioY"]).count()
            datos = datos["Pozo"]
    return datos
```

Figura 12. Código para analizar el número de pozos perforados.

5. Posteriormente se analizaron las correlaciones de los precios de hidrocarburos con el número de pozos y la producción de hidrocarburos con los siguientes scripts de la **Figura 13** y **Figura 14**:

```

def tendencia(tabla, x, y):
    d = tabla.loc[:, [x, y]].dropna()
    eq = np.polyfit(d[x], d[y], 1)
    eq_text = f"y={eq[0]:.3f}x{eq[1]:+.3f}"
    return eq, eq_text

sns.set_style("darkgrid")
fig, ax = plt.subplots(nrows=2, ncols=3, figsize=(10, 6))

datos.plot.scatter(x="Precio", y="Pozos", color="k", ax=ax[0,0])
eq, eqt = tendencia(datos, "Precio", "Pozos")
corr = datos.loc[:, ["Precio", "Pozos"]].corr().iloc[0,1]
xlim = ax[0,0].get_xlim()
ax[0,0].plot(xlim, np.polyval(eq, xlim), "r")
ax[0,0].set_xlabel("Precio Gas (DOLs por MBtu)\n (a)", fontsize=12)
ax[0,0].set_ylabel("Pozos por año", fontsize=12)
ax[0,0].legend([f"corr={corr:.2f}", eqt], loc=0)

datos.plot.scatter(x="Precio", y="Gas", color="k", ax=ax[0,1])
eq, eqt = tendencia(datos, "Precio", "Gas")
corr = datos.loc[:, ["Precio", "Gas"]].corr().iloc[0,1]
xlim = ax[0,1].get_xlim()
ax[0,1].plot(xlim, np.polyval(eq, xlim), "r")
ax[0,1].set_xlabel("Precio Gas (DOLs por MBtu)\n (b)", fontsize=12)
ax[0,1].set_ylabel("Producción de gas [MMpcd]", fontsize=12)
ax[0,1].legend([f"corr={corr:.2f}", eqt], loc=0)

datos.plot.scatter(x="Precio", y="Aceite", color="k", ax=ax[0,2])
eq, eqt = tendencia(datos, "Precio", "Aceite")
corr = datos.loc[:, ["Precio", "Aceite"]].corr().iloc[0,1]
xlim = ax[0,2].get_xlim()
ax[0,2].plot(xlim, np.polyval(eq, xlim), "r")
ax[0,2].set_xlabel("Precio Gas (DOLs por MBtu)\n (c)", fontsize=12)
ax[0,2].set_ylabel("Producción de aceite [Mbd]", fontsize=12)
ax[0,2].legend([f"corr={corr:.2f}", eqt], loc=0)

```

Figura 13. Código para la generación de gráficas de producción anual y acumulada

```

##### Graficar

height = 2.2 # altura por eje
rows = 4
year1 = 1940
year2 = 2021

sns.set_style("darkgrid")
fig, ax = plt.subplots(nrows=rows, figsize=(8, rows*height))

# Precio de hidrocarburos
precio_anual.plot(ax=ax[0], linestyle="-", color="k", linewidth=1.5, legend=False)
ax[0].set_ylabel("Precio Gas\n(DOLs por MBtu)", fontsize=12)
ax[0].set_xlabel("")
ax[0].set_xlim(year1, year2)

# Pozos perforados
p1 = contar_pozos(agrupar=None, acumular=False) # pozos totales por año
p2 = contar_pozos(agrupar=None, acumular=True) # pozos totales acumulados

p1.plot(ax=ax[1], linestyle="-", color="k", linewidth=1.5, legend=False)
ax[1].set_ylabel("Pozos perforados", fontsize=12)
ax[1].set_xlabel("")
ax[1].set_xlim(year1, year2)
ax[1].set_ylim(0, 2000)
ax[1].legend(["Por año"], loc=2)

axr1 = ax[1].twinx()
p2.plot(ax=axr1, linestyle="--", color="k", linewidth=1.5, legend=False)
axr1.set_ylabel("Pozos acumulados", fontsize=12)
axr1.set_xlabel("")
axr1.set_xlim(year1, year2)
axr1.set_ylim(0, 40000)
axr1.legend(["Acumulados"], loc=1)

```

Figura 14. Código para la generación de gráficas de correlación entre el precio de hidrocarburos y la producción.

- Una vez procesadas todas las tablas de datos, se volvieron a convertir en capas con los softwares Qgis y Saga GIS para el análisis espacial.
- Finalmente, evaluó el uso de agua en la industria petrolera en México a partir de los datos consultados de pozos de EUA con el siguiente script mostrado en la **Figura 15:**

```
##%% Importar librerías
import os.path as pt
import numpy as np
import pandas as pd
import geopandas as gpd
import matplotlib.pyplot as plt
import seaborn as sns

PATH = pt.dirname(pt.abspath(__file__))

##%% Cargar datos
series = pd.read_csv(pt.join(PATH, "Series_VolumenAgua.csv"), index_col=[0]) # en miles de m3
series_ac = series.cumsum() / 1000 # convertir a millones de m3

##%%
sns.set_style("darkgrid")
fig, ax = plt.subplots(nrows=2, figsize=(8, 4.5))

series.plot(ax=ax[0])
series_ac.plot(ax=ax[1])

ax[0].set_xlabel("")
ax[1].set_xlabel("")
ax[0].set_ylabel("Volumen anual de agua\n($x10^3 m^3$)", fontsize=12)
ax[1].set_ylabel("Volumen acumulado\n de agua ($Mm^3$)", fontsize=12)

fig.tight_layout()
```

Figura 15. Código para la generación de los gráficos de uso de agua anual y acumulada

RESULTADOS

Análisis temporal del precio de hidrocarburos

Se toma en cuenta el análisis temporal del gas y se hace una generalización con respecto a las variaciones del aceite, esto debido a que, tras analizar las tendencias de ambos, se observa que se ven afectados por los mismos factores económicos, sociales, ambientales y geopolíticos.

Principales puntos para analizar de la **Figura 16**:

(1) Caída de precios debido a poca demanda de Asia, incremento de producción por parte de la OPEP (Kimberly, **1998**).

(2) El atentado a las Torres Gemelas en Estados Unidos del 9 de septiembre de 2001 provocaron temor respecto al inicio de una recesión económica mundial y, en consecuencia, una disminución en la demanda de petróleo (**EIA, 2005**).

(3) El hecho de que la producción de petróleo se haya mantenido relativamente plana desde 2005 es la razón principal por la que los precios del petróleo han seguido aumentando, excepto durante la recesión de 2008-2009 (Tverberg, **2012**).

(4) Antes que la Gran Recesión tuviera lugar en 2009, hubo algunos factores que hicieron que el precio del aceite subiera (**Smith, 2009**):

- Venezuela detiene la venta de petróleo a Exxon por una batalla legal en la que el país buscaba nacionalizar las propiedades de la compañía.
- Huelgas de los trabajadores de Nigeria, lo que causó que Exxon recortara su producción drásticamente.

Estos aumentos tan drásticos en el precio crearon una sospecha general en la que se creía que los especuladores eran responsables del precio. Aunado a esto, globalmente se entró en recesión por lo que la demanda de aceite cayó y en consecuencia abarató el precio en tan solo unos meses (**Timothy, 2009**).

(5) La caída del precio del gas y aceite en 2014-2015 se debió en primera instancia a que los productores de todo el mundo junto con la OPEP se negaron a restringir la producción debido a un débil crecimiento de la demanda (**DiLallo, 2015**).

Otro factor que redujo los precios del petróleo y gas fue el aumento de producción sin precedentes de yacimientos no convencionales de lutitas (shale oil/gas) por parte de Estados Unidos (Kimberly, 2022).

(6) Corresponde a caídas debido a la pandemia COVID-19 y el consiguiente confinamiento que derivó en una reducción de la demanda de aceite y gas a nivel internacional (Kimberly, 2022).

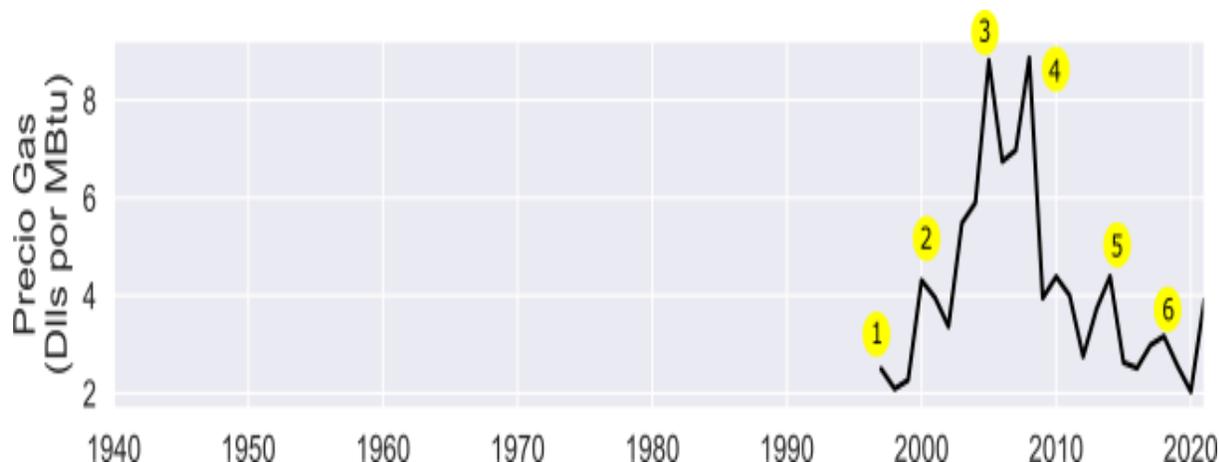


Figura 16. Evolución anual del precio del gas del portal Henry Hub.

Análisis temporal de la perforación de pozos en México

Los registros de perforación de pozos muestran distintos periodos a resaltar **Figura 17**:

(1) Corresponde a una búsqueda desesperada de petróleo por parte de los Países Aliados durante la Segunda Guerra Mundial, lo que conllevó a grandes campañas de exploración en el país con la recién surgida compañía estatal PEMEX en búsqueda de contratos por las potenciales reservas de hidrocarburos (**The Prize, 1991**).

(2) Este aumento súbito en la perforación de los pozos se vio apoyado por el aumento en el valor del precio internacional del barril de 2.4 Dpb en 1952 a 3.4 Dpb en 1960 (**PEMEX-UPMP, 2003**). Esto como consecuencia de los problemas suscitados en Irán y el cierre del canal de Suez, colocando a México como potencial país petrolero debido a la estabilidad política que se vivía en ese momento (**Britannica, 1998**).

(3) Después de las campañas de perforación en la década de los 50 y 60, se descubrieron varios campos gigantes en el Sureste del país. Por lo que en esta década se destinó una mayor cantidad de recursos para desarrollar estas reservas. No se dejó

de lado la perforación en esta década y la siguiente; se mantuvo en promedio una perforación de 300 pozos al año (**PEMEX-UPMP, 2003**).

(4) Aquí el precio del barril inició una tendencia de 2 Dpb, debido principalmente a descubrimientos importantes a nivel internacional que provocó una sobre oferta de hidrocarburos; la cual propició una tendencia a la baja en el desarrollo de la exploración en el país (**PEMEX-UPMP, 2003**).

(5) A finales de la década de 1990, el precio del barril del petróleo cae a menos de 10 Dpb. En consecuencia, de 1993 a 1994 se registraron los niveles más bajos de perforación desde la década de 1940, con 136 pozos perforados al año (**PEMEX-UPMP, 2003**).

(6) En este punto se registran los precios más altos de los hidrocarburos, llegando a alcanzar los 145 Dpb, aunado a una tendencia años atrás de constante aumento en los precios, por lo que muchos proyectos exploratorios se aprobaron debido a la rentabilidad del petróleo, y se pensó que el barril se mantendría con ese mismo precio durante años. Añadido a esto, influyó la entrada de México a la globalización, por lo que el trato con PEMEX y empresas nacionales y extranjeras se vio muy beneficiado (**PEMEX-UPMP, 2003**).

(7) Tras la aprobación en 2013 de la reforma energética, el país entra en una especie de “parálisis”, con el fin de preparar y generar las consecuentes rondas de licitación de todas las áreas contractuales con recursos petroleros a PEMEX en la ronda 0 y a empresas privadas en las subsecuentes rondas. Esto detiene de forma paulatina la aprobación de futuros proyectos de exploración. Solo continuarán perforándose pozos que se hubieran firmado con anterioridad y pozos que se encuentren en operación (**Congreso de la unión, 2022**).

(8) Las mencionadas rondas son procesos que llevan años para su aprobación y posterior ejecución por parte de las empresas ganadoras, esto debido a que se necesitan años de estudios geológicos y geofísicos para poder determinar el punto donde es óptimo perforar. Por lo que, hasta después de casi 6 años, se observa un aumento la perforación de pozos en el país como consecuencia de las rondas.

Sin embargo, después de este pequeño pico, la perforación de nuevos pozos decayó debido al confinamiento sanitario del COVID-19 (**Infobae, 2020**).

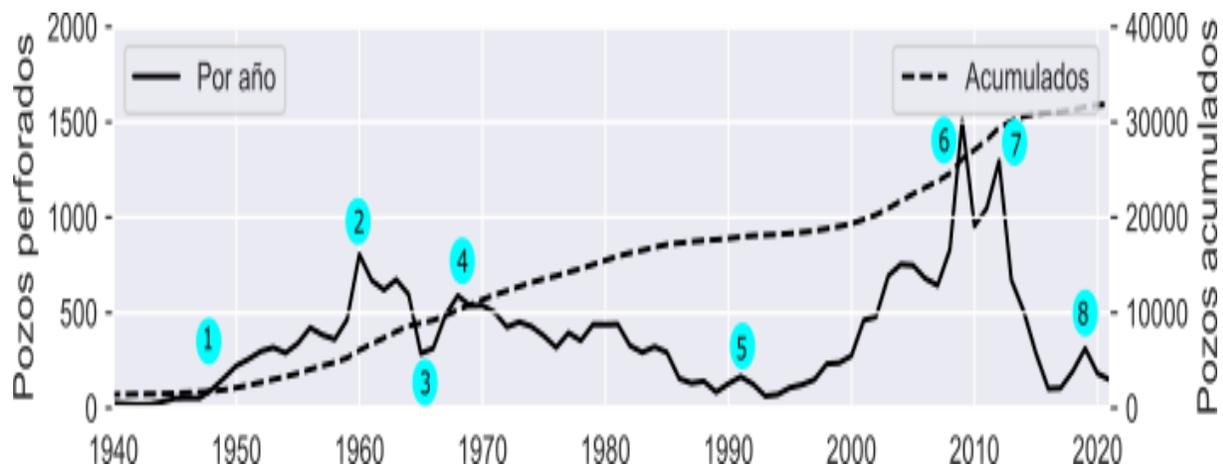


Figura 17. Evolución anual de pozos perforados por año y acumulados.

Análisis temporal de la producción de gas en México

Los puntos más relevantes de la producción de gas **Figura 18** son:

(1) Hasta la década de 1970, el gas no conseguía un precio que fuera rentable. A partir de 1972, se comienzan a dar apertura a nuevas campañas de exploración que confirman producción que es rentable para el país. Estos aumentos se mantuvieron constantes hasta 1982 en 200 MMpcd al año (**COLMEX, 1989**).

(2) En 1983, México ocupaba el quinto lugar en productores de gas, cayendo en 1985 al octavo lugar, esto debido a grandes descubrimientos de gas en Asia y Europa, complementados con grandes disputas entre vendedores en busca de los contratos más atractivos, lo cual abarató el mercado (**COLMEX, 1989**).

(3) En 2009 se alcanzó la producción máxima de gas en el país, sin embargo, el campo gasero Akal comienza una declinación pronunciada, acompañada con la caída constante de algunos otros campos que al igual que el aceite, ya presentaban decrementos en su producción. Al no atenderse esta problemática, se redujeron significativamente la producción de gas, en algunos campos de detuvo por completo (**Energía a Debate, 2018**).

(4) En los años de 2019-2020 se mantuvo constante la producción de gas, esto parece ser consecuencia de un aumento del consumo doméstico del gas a causa del confinamiento por el COVID-19 (**Systemic alternatives, 2020**).

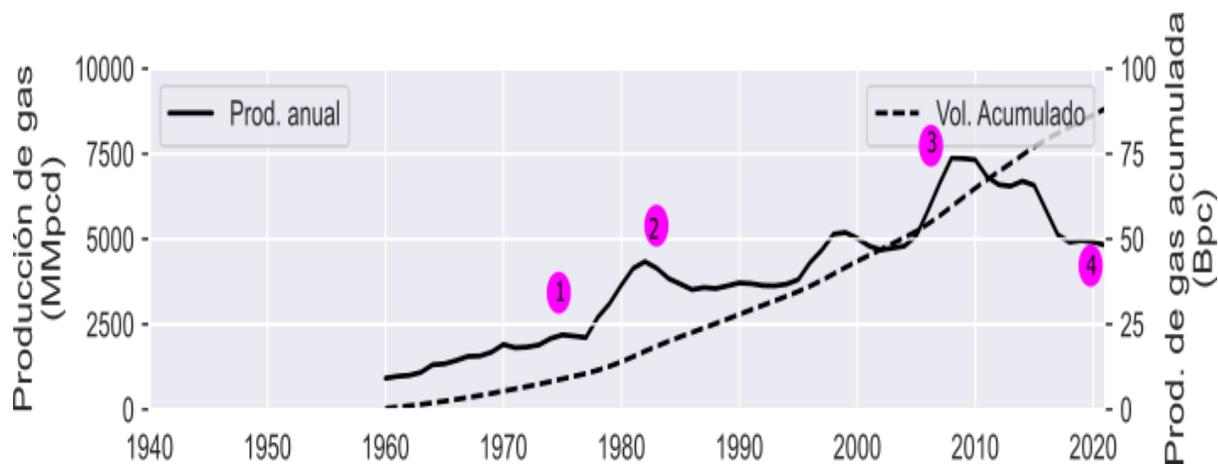


Figura 18. Evolución anual de producción anual y acumulada de gas.

Análisis temporal de la producción de aceite en México

Los puntos más relevantes de la producción de aceite **Figura 19** son:

(1) Tras el descubrimiento del yacimiento Cantarell - perteneciente al campo Akal – y su posterior arranque de producción en 1979, Akal llevó un tercio de la producción nacional de 1979 al 2000 con 800 Mbpd en promedio. De 2000 a 2006 contribuyó con el 50% de la producción nacional, produciendo alrededor de 1500 Mbpd. Finalmente, en 2008 su producción cayó drásticamente a la mitad y se redujo a menos de 50 Mbpd a partir del 2018 con una tendencia a la baja. (**CNIH-Producción, 2022**).

(2) En este periodo se alcanza la cúspide en la producción nacional de aceite, con 3.38 MMbpd. A partir de este punto, varios de los campos de mayor producción de México ya se encontraban en declive debido a prácticas de producción irracional, falta de mantenimiento y falta de estimulación a los campos. La caída pronunciada en este punto es solo el declive intensivo de varios campos que ya venían experimentando pérdidas año con año, que fueron ignoradas en su momento (**Punto por Punto, 2019**).

(3) Tras la caída de producción en Akal, PEMEX se dio a la tarea de desarrollar los campos gigantes KU-MALOOB-ZAAP, esto con la intención mantener la producción nacional cercana a sus máximos históricos (**PEMEX, 2014**).

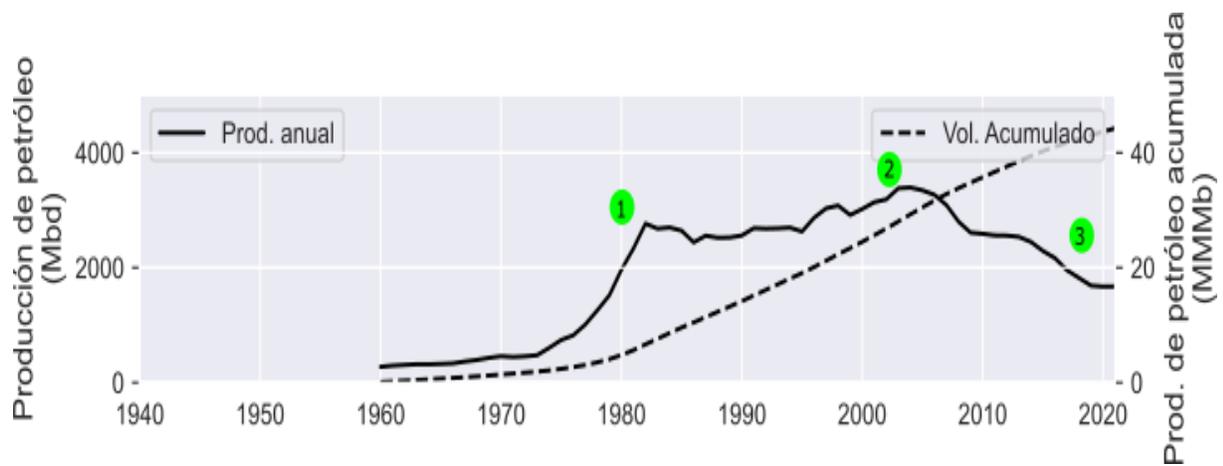


Figura 19. Evolución anual de producción anual y acumulada de petróleo.

Producción de aceite en los principales campos de México

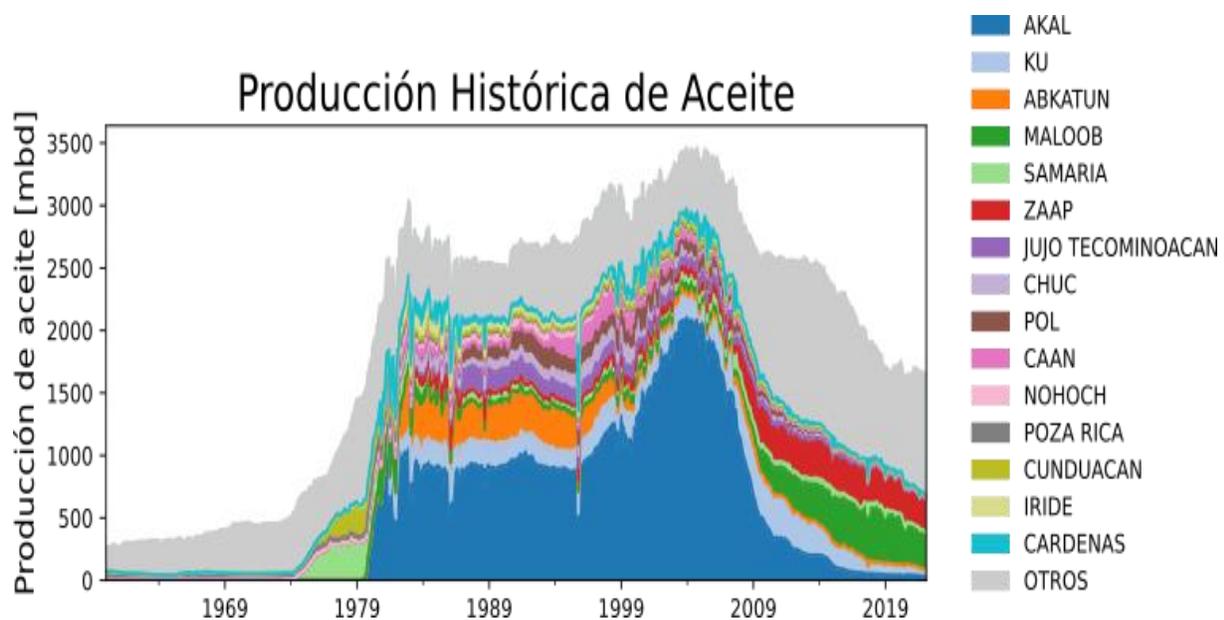


Figura 20. Producción anual de aceite de los 15 mayores campos productores en México. Elaboración propia con datos de CNH

Para el análisis comparativo entre los campos de producción se consideraron aquellos con una producción histórica mayor al 1% de la producción total. En la **Figura 20** se omitieron 807 campos y solamente quedaron 15 campos que concentran el 70% de la producción total del país.

La **Figura 21** muestra la ubicación de los 15 campos de aceite filtrados y su producción promedio. Se observa que el 70% de la producción histórica de aceite se desarrolla en la provincia del Sureste y en un campo en la provincia Tampico-Misantla.

Para la visualización de la producción se consideró en la **Figura 21** un máximo de 150 Mbpd para una mejor visualización de los datos, esto debido a la que el valor máximo alcanza los 500,000 Mbpd que corresponde al campo Akal y como mínimo 15,000 MMbpd que corresponde al campo Cárdenas con 15,000 MMbpd. Cabe destacar que las zonas de mayor producción de aceite en México se concentran en la provincia de Cuencas del Sureste, en el Activo Cantarell, que abarcó de forma inicial los campos Akal y Nohoch, años siguientes se definió el Complejo Cantarell que también comprendió los campos Kutz, Chac y Sihil, luego se incorporaron los campos Ixtoc y Takín cuando se definió el Proyecto Cantarell. Después, se adicionaron los campos Ek y Balam en el denominado Activo Integral Cantarell. Finalmente, a este último se incorporaron los campos Kambesah y Után (**Romo, 2015**), dentro del Golfo de México, en los límites con la provincia Plataforma de Yucatán.

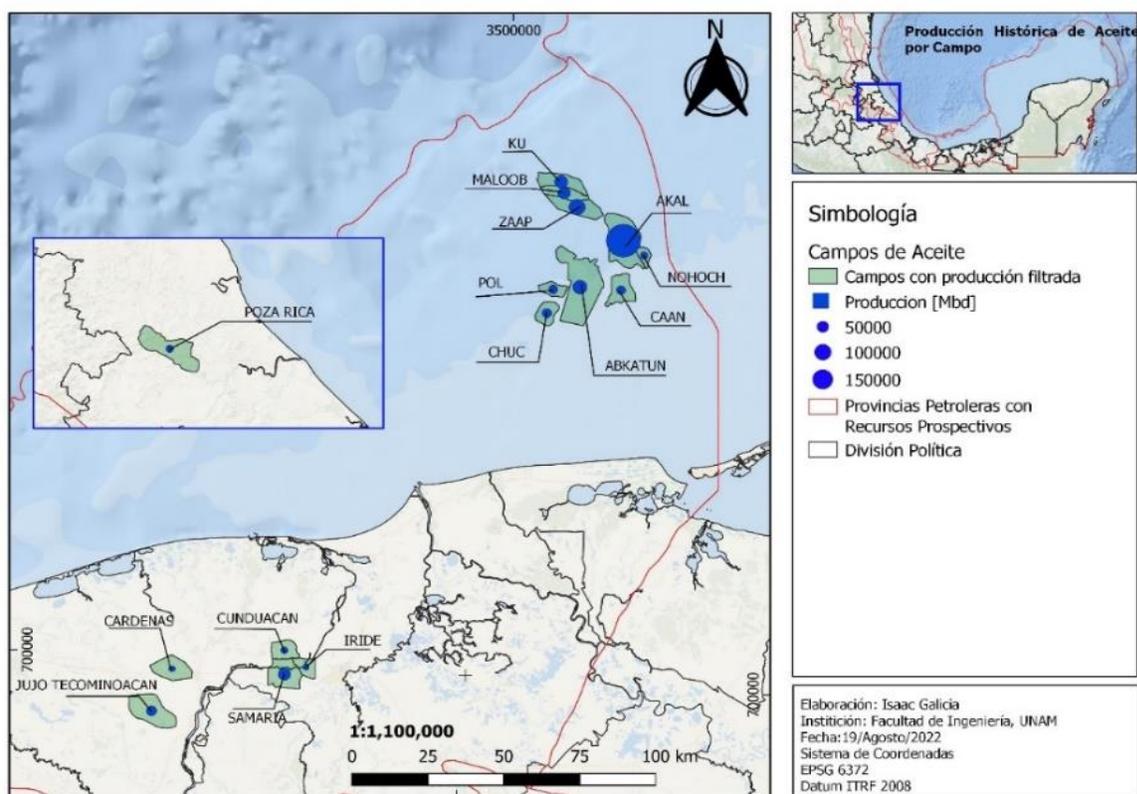


Figura 21. Producción promedio de aceite en los 15 mayores campos de México para el periodo 1940-2021. Elaboración propia.

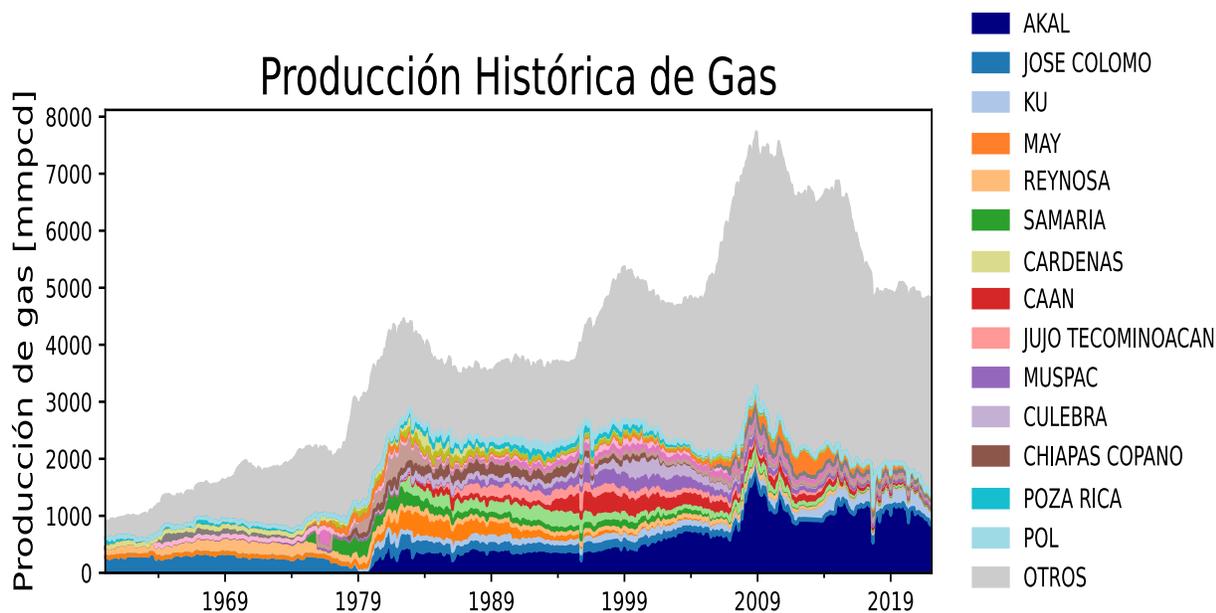


Figura 22. Producción anual de gas de los 15 mayores campos productores en México. Elaboración propia.

En la **Figura 22** se muestra la serie temporal de la producción anual de gas para los principales campos, los cuales se identificaron a partir de filtrar aquellos que contaran con una producción histórica mayor al 1% de la producción total en México. De este modo se omitieron 801 campos, quedando solamente 21 campos que representan el 50% de la producción total del país.

En la **Figura 23** se muestra la ubicación de los 14 campos filtrados y su producción promedio. Estos campos se desarrollan mayoritariamente en la provincia del Sureste, y algunos otros en la provincia Tampico-Misantla y de Burgos. Por cuestiones de visualización se tomó como valor máximo 150 MMpcd debido a la diferencia entre la producción máxima de 350,000 MMpcd mientras que el campo de los 21 filtrados con la menor producción es el Pol, con una producción promedio de gas de 30,000 MMpcd. De los campos filtrados, la mayoría han reducido su producción en las últimas dos décadas, tal es el caso del campo May o Samaria. De estos grandes productores históricos, sólo Akal se mantiene con una tendencia creciente. El resto de la producción nacional la mantienen 4 campos; Quesqui, Akal, Maloob y Ixachi (**CNH, 2022**).

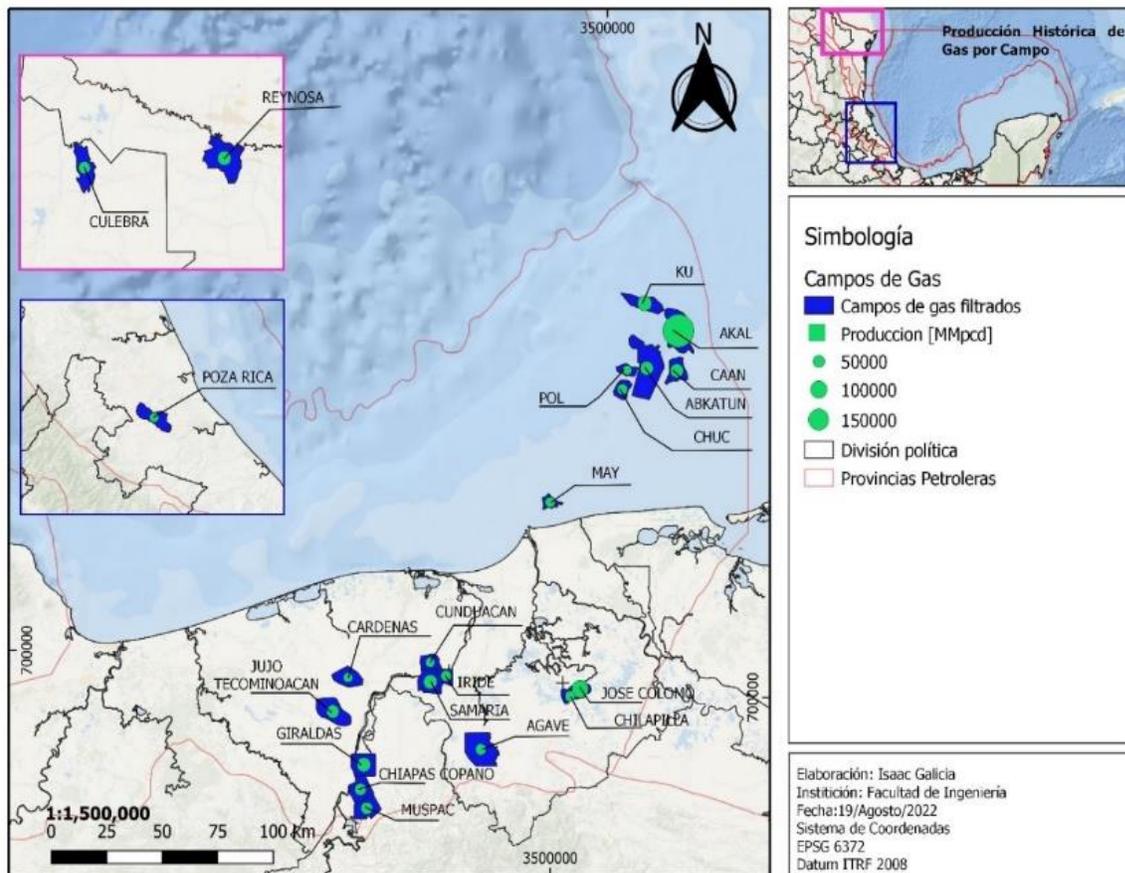


Figura 23. Producción promedio de gas en los 14 mayores campos de México para el periodo 1940-2021. Elaboración propia.

Análisis espacial de los pozos

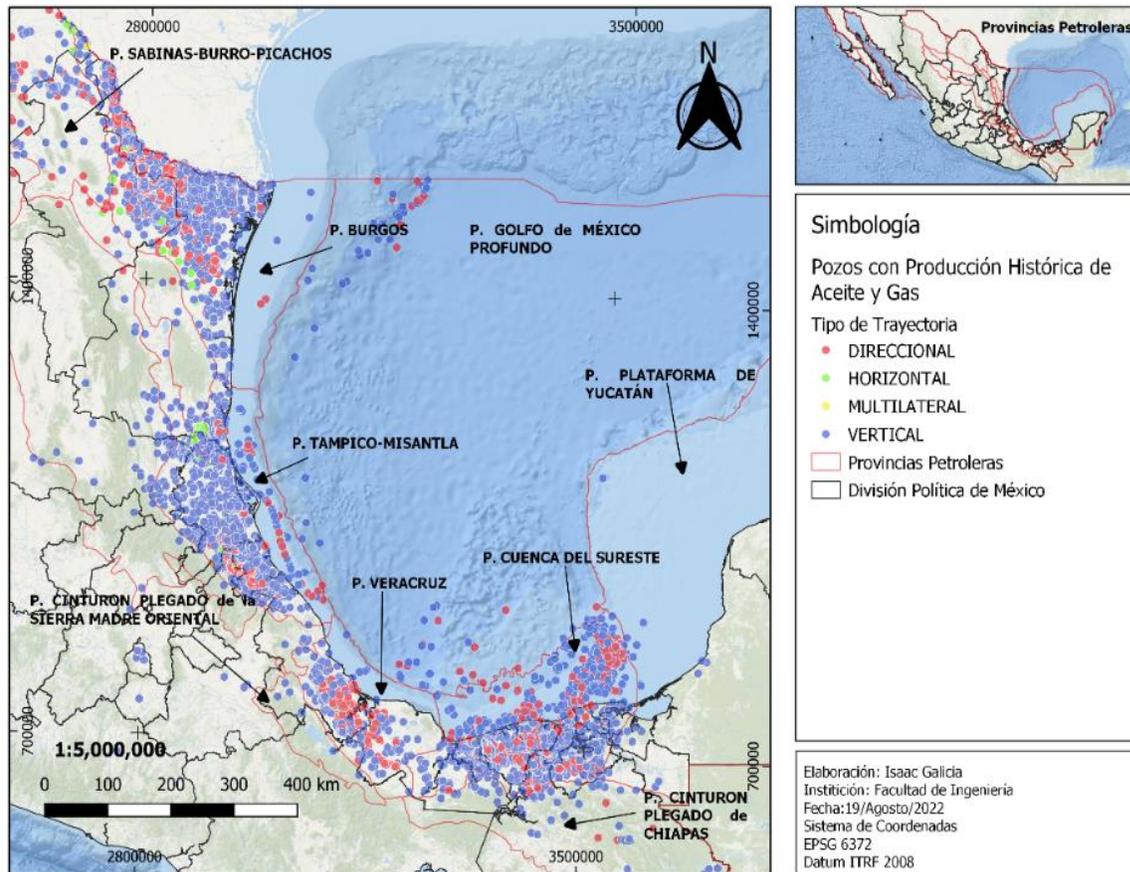


Figura 24. Tipo de trayectoria de pozos de aceite y gas.

La **Figura 24** corresponde a la ubicación de los pozos de aceite y gas y el tipo de trayectoria de la tubería. Se observa que 21,000 pozos desarrollados en México siguen una trayectoria vertical lo cual corresponde a 60% del total de pozos perforados, esto se debe a que son más sencillos de perforar, más económicos y fáciles de mantener, además que la producción de pozos desviados y horizontales no se desarrolló hasta finales del siglo XX (**The driller, 2022**).

Los pozos direccionales que incluyen pozos desviados, tipo S y tipo J corresponden a 11,000 pozos y han sido desarrollados principalmente en la provincia de Burgos y Tampico-Misantla. Estos pozos son más caros que los verticales por el equipo que se usa para perforar, el material para mantener la integridad de la desviación del pozo (**S. D. Joshi, 2003**).

En el país se han desarrollado aproximadamente 800 pozos horizontales, que corresponde a 0.2% del total perforado en el país debido a la dificultad tecnológica que conlleva, aunado al alto coste económico. Los pozos con trayectoria horizontal y multilateral son los que menos se han desarrollado en el país, con 10 pozos perforados durante el periodo de 1940 al 2022, que corresponden al 0.0002% del total; principalmente por el alto coste económico.

Tomando que, en promedio, perforar un pozo vertical cuesta 2 MMUSD, mientras que desarrollar un pozo horizontal aumenta los costos de 1.5 a 2.5 veces más (**Seeking Alpha, 2017**). La mayoría de los pozos horizontales se han desarrollado en la provincia de Tampico-Misantla y Burgos y corresponden a formaciones de hidrocarburo no convencionales de lutitas (shale), las cuáles se usa la técnica de fracturamiento hidráulico (fracking) para explotarlas (**ONEXPO, 2017**). Otro factor asociado al poco desarrollo que tienen este tipo de pozos en el país son políticas restrictivas que detienen proyectos de este tipo hasta que no cumplan con los parámetros ambientales y sociales adecuados (**CBMX, 2018; Arciniega-Esparza, 2020**).

Análisis histórico por tipo de hidrocarburo

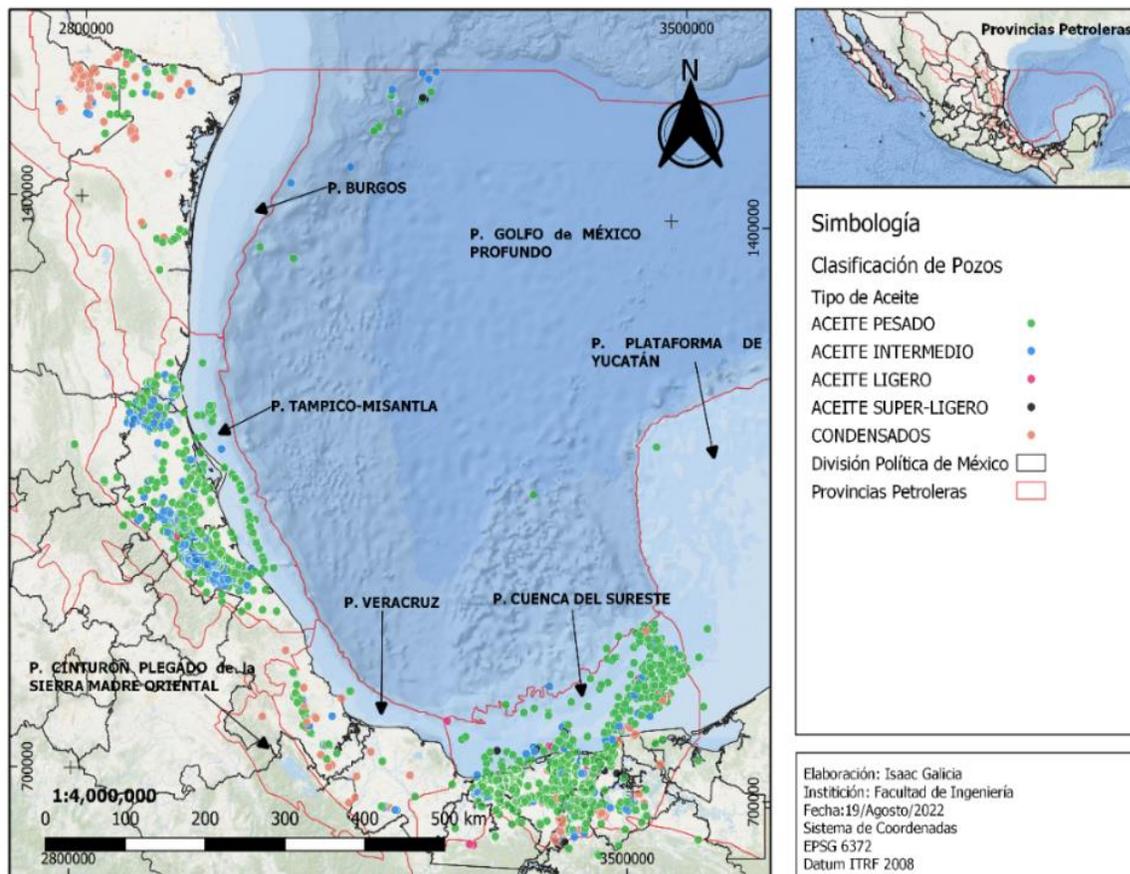


Figura 25. Clasificación histórica de pozos por tipo de aceite.

La **Figura 25** muestra la clasificación de pozos según el tipo de aceite, para lo cual no se tomaron en cuenta alrededor de 2,500 pozos que no cuentan con información en las bases de datos de CNH. La producción de México en aceites pesados e intermedios se extraen principalmente de pozos en las provincias Tampico-Misantla y del Sureste; de los 33,000 pozos perforados; los pozos de aceite pesados e intermedios corresponden al 52% del total que se ha desarrollado en el país.

Se han desarrollado 14 pozos con producción de aceite ligero, ubicados en la provincia del Sureste y Tampico. Se observa también que México ha desarrollado a lo largo de la historia 33 pozos con producción de aceites super ligero, correspondientes a las provincias del Sureste y en la provincia del Golfo Profundo.

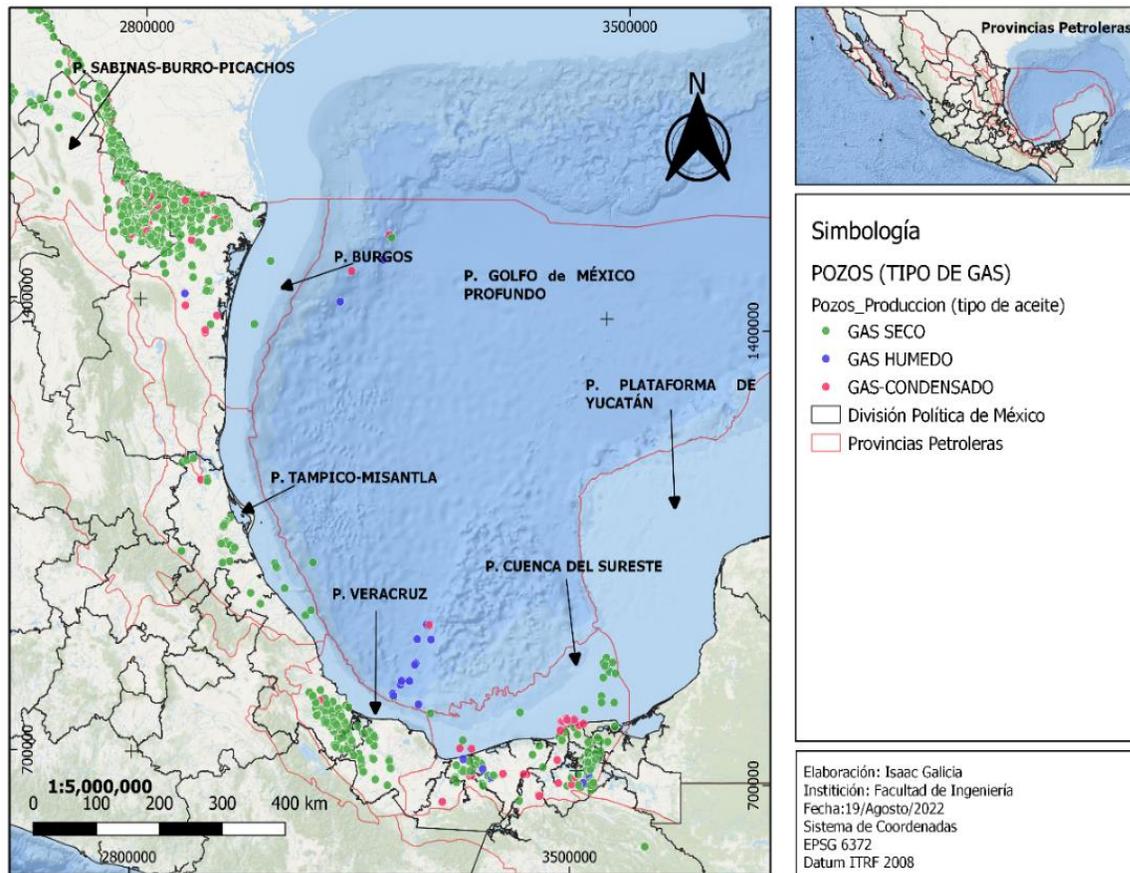


Figura 26. Clasificación histórica de pozos por tipo de gas.

La clasificación de pozos según su producción de gas se muestra en la **Figura 26**, para lo cual se omitieron alrededor de 1,500 pozos que no contenían información. La producción de gas en México se basa principalmente en gas seco, el cual corresponde al 17% del total de los pozos desarrollados históricamente en el país. Estos se encuentran principalmente en la provincia de Burgos y del Sureste. Otro tipo de gas que se ha producido en cuencas del país es el gas húmedo; con 29 pozos principalmente desarrollados en provincias del Golfo de México Profundo y del Sureste. También se ha llevado a cabo producción de gas y condensado con 718 pozos desarrollados principalmente en la provincia de Burgos y del Sureste.

Análisis según la profundidad

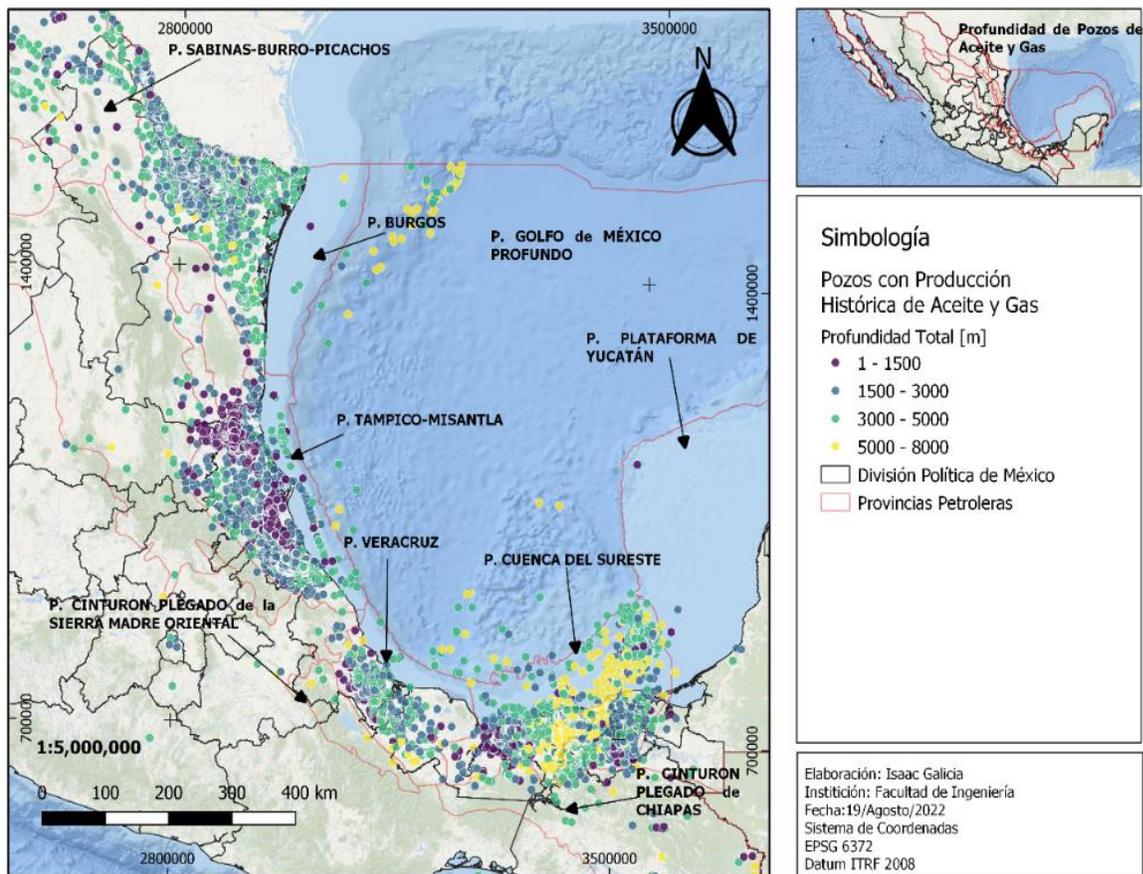


Figura 27. Clasificación histórica de pozos por profundidad.

La **Figura 27** indica que alrededor de 7,000 pozos en México se han perforado con una profundidad menor a 1,500 metros de profundidad; correspondiente al 22% del total desarrollado históricamente en el país. Estos han sido desarrollados en las provincias de Tampico-Misantla, Veracruz y la del Sureste.

En cuanto a pozos correspondientes a profundidades entre los 1,500 metros a 3,000 metros, se han desarrollado en el país alrededor de 18,000. Se han perforado principalmente en 5 de las 6 provincias petroleras a excepción de Golfo de México Profundo.

Sobre pozos con profundidades en los rangos de 3,000 a 5,000 metros, se han perforado 5,000 pozos, ubicados prácticamente en las 6 provincias petroleras del país.

Acerca de los pozos perforados a profundidades de los 5,000 a los 8,000 metros, se han desarrollado 1,000 pozos en total. Con presencia principalmente en las provincias del Sureste, Burgos y Golfo de México Profundo.

Uso de agua en la industria petrolera

Una vez analizada la industria petrolera que se ha desarrollado en el país, nos dimos cuenta de que México no tiene datos certeros en cuanto el uso de agua en la exploración y extracción de aceite convencional. Para desarrollar prácticas sostenibles y óptimas, se debe tener en cuenta el uso de los recursos hídricos y otros recursos naturales que requieren este tipo de industrias.

Los datos registrados de agua por pozo con recursos convencionales en Estados Unidos fueron utilizados para extrapolar el consumo de agua para la producción de hidrocarburos en México. Para ello se tomaron datos de los estados de Montana, Dakota del Norte, Mississippi, Luisiana y Texas, en Estados Unidos, con sus respectivos plays como se muestra en la Tabla 1. La última columna de la Tabla 1 muestra el ID escenario de consumo de agua para proyectar el volumen utilizado en México.

Tabla 1. Valores registrados de agua usada en pozo convencionales.

ID	Referencia	Zona	Uso de Agua [m ³ /pozo]
1	Bridget,2013	Eagle Ford Play	1,440
2	Scalon, 2014	Texas Play	1,550
3	Bridget,2013	Bakken Play	900
4	Scalon, 2017	Barnett Play	1,300
5	Mielke, 2010	Haynesville Play	2,270

Proyecciones de uso de agua en la industria petrolera mexicana

De manera general, los valores de mayor volumen de agua de la **Figura 28** se generaron con el escenario del play de Haynesville, que produjo un volumen anual de agua de hasta 3.5 MMm³ durante el periodo de 2009 a 2012, periodo en el cual el país perforó más pozos en su historia, con un promedio de 1201 pozos al año. En el mismo periodo, pero con los valores más conservadores, el escenario con los datos del play de Bakken generó un volumen anual de agua de hasta 1.1 MM m³ de agua por pozo.

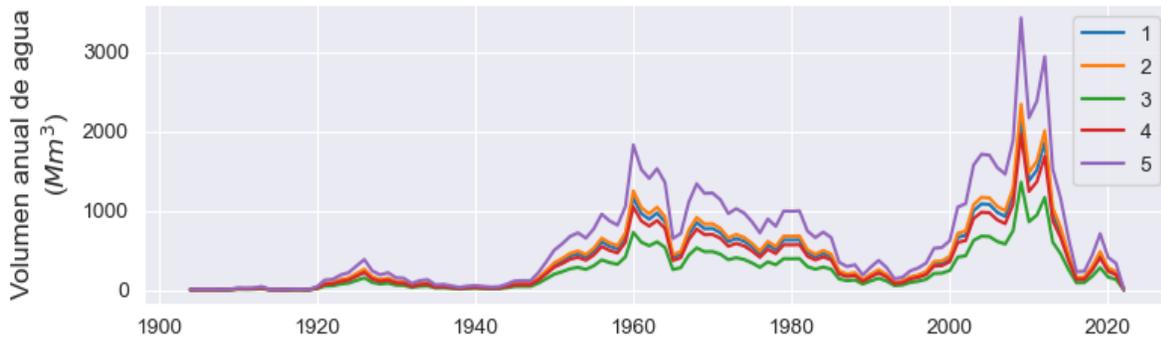


Figura 28. Volumen anual de agua con diferentes rangos de otros plays petroleros.

En cuanto a los valores mínimos, los datos del play de Haynesville arrojan un uso anual de agua en promedio de 90 Mm³ en el periodo de 1904 a 1948, que corresponde también a un momento en el que la producción de México no alcanzaba los 500,000 barriles de petróleo diario y en la que se perforaban 40 pozos al año.

Sobre los datos del play de Bakken de los valores mínimos de consumo anual de agua en el mismo periodo de 1904 a 1948, corresponden a 35 M m³ de agua por pozo.

Proyecciones de uso de agua acumulada en la industria petrolera mexicana

Los datos de la **Figura 29** más conservadores en cuanto a volumen de agua acumulado histórico desde 1904 a 2022 de agua se sitúan en los 30 MMm³. En cambio, los datos más altos arrojan valores de cerca de los 72 MMm³ de agua. Por lo que en promedio podemos definir que históricamente la industria petrolera en México ha consumido 47.5 MMm³ de agua, que se aproxima a los escenarios 1, 2 y 4.

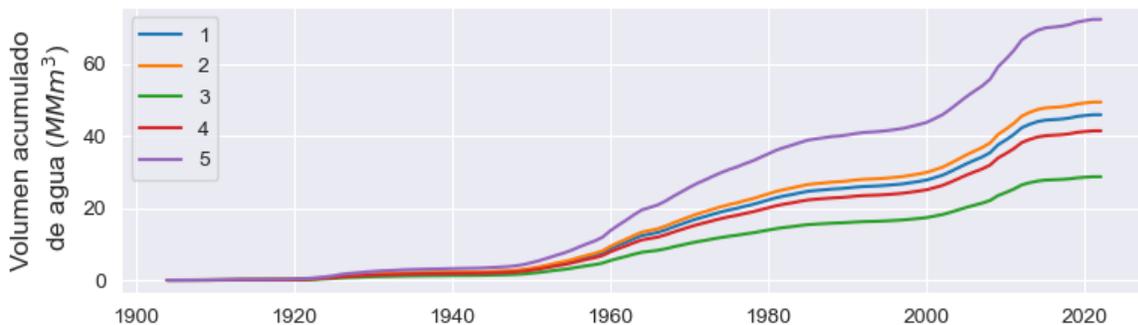


Figura 29. Volumen acumulado anual de agua con difentes

Para visualizar de mejor forma la cantidad de agua que usa la industria petrolera se comparará con el uso de agua de las principales ciudades de México con el fin de generar una mejor perspectiva.

COMPARATIVA

La Ciudad de México, de acuerdo con datos del Diario Oficial de la Federación (DOF, 2020) se encuentra en el segundo lugar a nivel nacional en cuanto a consumo de agua; dicho recurso lo toma del acuífero de la zona metropolitana de la ciudad, del cual consume 776 MMm³ anuales de agua; en la cual solo para procesos industriales, se usan 72.4 MMm³ de agua al año. Para el uso público urbano, la ciudad usa 615 MMm³ de agua 10 veces más en un año que lo que ha usado la industria petrolera en toda su historia.

En lo que respecta al estado de Yucatán; ocupa el primer lugar en cuanto a consumo de agua (DOF, 2020). El recurso hídrico es suministrado por los acuíferos de la península de Yucatán y se tiene registrado que se extraen anualmente 4,530 MMm³ de agua de estos acuíferos; 95 veces más de lo que la industria petrolera ha usado en toda su historia. Dentro de los usos hídricos de Yucatán; el sector agrícola es que el más consume recursos hídricos con 1,896 MMm³ al año.

Por último, el estado de Coahuila se encuentra el tercer lugar en consumo de agua (DOF, 2020). Del acuífero Principal-Región es dónde se extraen principalmente los recursos; se extraen anualmente 624 MMm³ de agua. Solamente de uso público urbano se consumen 139 MMm³ anuales; 3 veces más que todo el consumo histórico de recursos hídricos usados por la industria petrolera.

Se nota de forma inmediata que, aunque se usen los valores mínimos y máximos de uso de agua en la industria petrolera, es abismal la diferencia cuando se compara con el uso de recursos hídricos de las principales ciudades que los consumen.

Y aunque sea tan marcada la diferencia en el uso del agua en la industria petrolera con otros sectores, no es despreciable su uso y por esta razón es necesario tenerlo mapeado para el posterior desarrollo de estrategias en donde se optimice el uso del agua y que aumente su eficiencia en la contribución en la producción nacional de hidrocarburos.

DISCUSIÓN

El análisis espacial y temporal del desarrollo integral de la industria petrolera mexicana es básico para entender los aciertos de la industria, además de saber cuáles son las áreas para mejorar, por ejemplo:

- Desplegar nuevas campañas de exploración para recursos no convencionales,
- Explorar las aguas profundas del golfo de México,
- Desarrollar campos con aceites de mayor calidad,
- Explotar el potencial de gas que se tiene en el norte del país,
- Tener mejor mapeado el uso de agua en el desarrollo de recursos petroleros convencionales,

Saber que campos han liderado la producción de México por años y que ahora están mermando su producción hasta puntos críticos, nos da una muestra del tipo de recursos que tiene México y de las estrategias de sobreexplotación que hemos ocupado para extinguir campos como el de Akal, considerado un yacimiento super gigante (CNH, 2022).

Analizar las razones sociales, económicas y geopolíticas que han llevado a un aumento exponencial de la perforación de los pozos y ,en caso contrario, a la nula búsqueda de nuevos recursos; nos da una idea clara de cómo la industria no es un ente hermético; es una industria ligada acontecimientos nacionales y globales y propensa a riesgos y tribulaciones de nuevos gobiernos, protestas, crisis económicas, ambientales, deudas y políticas.

Con base en los datos del capítulo anterior, dónde analizamos que aspectos habían hecho que el precio y la producción de gas-aceite aumentara y disminuyera respectivamente, la **Figura 30**, se creó una relación de **dispersión** para analizar la posible relación causa-efecto entre dos variables, en este caso los efectos precio de los hidrocarburos contra nuevos pozos y la producción de gas y aceite, respectivamente.

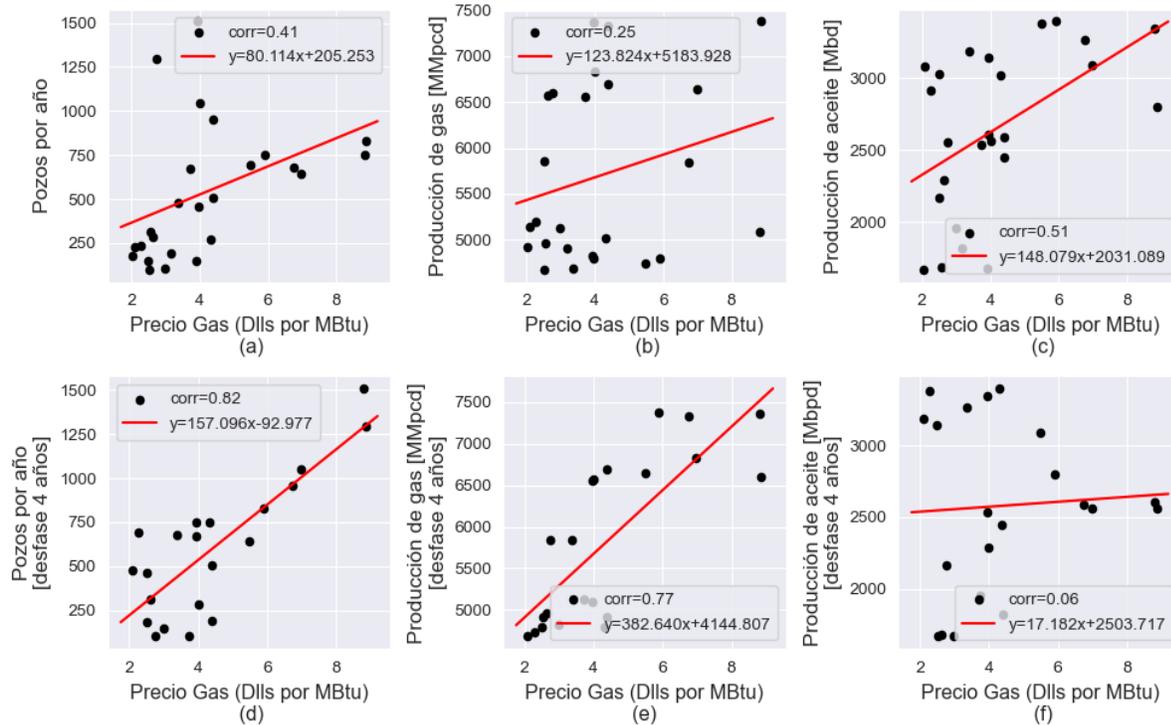


Figura 30. Análisis de Dispersión del precio del gas y los pozos perforados por año de México. b) Análisis de Dispersión de precio del gas y producción de gas de México. c) Análisis de Dispersión del precio del gas y producción de aceite de México. d) Análisis de Dispersión del precio de gas y pozos perforados con desfase de 4 años. e) Análisis de Dispersión del precio del gas y producción de gas de México con desfase de 4 años. f) Análisis de Dispersión de precio del gas y producción de aceite de México con desfase de 4 años.

En la **Figura 30** a) se analiza el precio y su relación con el desarrollo de nuevos pozos y se nota que no existe una relación directa, según como se observa en la figura 30. d) Sin embargo, con un desfase de 4 años la correlación del precio del gas y la perforación de pozos aumentó de 0.4 a 0.8, dando a entender que el precio del hidrocarburo afecta a la producción de nuevos pozos en el país al menos 4 años después, esto se debe a que los pozos que están comprometidos a perforarse en el año fueron firmados bajo contratos que no entran en vigor en el momento de ser firmados.

En lo correspondiente a la figura 30. b se hizo el mismo análisis de dispersión con el precio y la producción de hidrocarburos, con resultados similares en los que no se observa una correlación directa entre el precio del gas y la producción de gas, hasta que se aplica el desfase de 4 años (figura 30.e).

En lo correspondiente a la figura 30.c se hizo el mismo análisis de dispersión, pero con la producción de aceite, pero en este caso no se observó una correlación del precio con la producción de aceite ni al desfazar las series.

Sobre los precios de los hidrocarburos, como se analizó en la figura 16 están expuestos a diversos factores:

- Exceso de oferta con pocos compradores
- Recesiones económicas
- Confinamiento por crisis sanitarias
- Sobre demanda de los hidrocarburos

Estos factores hacen que el precio del petróleo sea un factor fundamental. Los precios dan rentabilidad a los proyectos y bajo ciertas circunstancias, los precios del barril de petróleo dan apertura a nuevos proyectos o detienen economías y, por ende, países enteros que han petrolizado su economía y el flujo de recursos.

Para dar perspectiva, en Estados Unidos a comparación de México, las variaciones en los precios de los hidrocarburos afectan de forma directa en el mismo año el desarrollo de nuevos proyectos (**Arciniega, 2020**), esto se debe a que Estados Unidos tiene mayor infraestructura y otras políticas para la extracción de hidrocarburos.

Por otro lado, analizar qué tipo de recursos y que tipo de pozos desarrollamos nos da una idea de la tecnología y capacidad que tenemos para producir hidrocarburos de cierta calidad y de mayor dificultad. México en su totalidad produce pozos verticales y de media calidad; esto nos dice que no tiene la tecnología, los recursos y las políticas adecuadas para producir yacimientos de mayor dificultad; en este caso yacimientos no convencionales los cuales se desarrollan con pozos horizontales con costos más elevados.

En cuanto a la calidad; podría mejorarse de forma casi inmediata con cambios en las estrategias de explotación, por ejemplo, con procesos de recuperación secundaria que son menos costosos se podría suavizar la caída que tenemos en la producción nacional actual, no se requieren procesos de recuperación mejorada (EOR) (Rangel, 2016).

La profundidad a la desarrollamos nuestros campos es un factor para analizar; no tenemos las capacidades tecnológicas y económicas para producir pozos a más de 8,000 metros y que tal vez tenemos un potencial petrolero que aún desconocemos.

Es por estas razones que como ingenieros petroleros debemos tener en cuenta estos aspectos y crear estrategias de exploración y extracción que contemplen estos problemas; saber manejarlos y que sean sostenibles.

Como vimos las proyecciones al inicio, hay una demanda de hidrocarburos que aún debemos cubrir y que no tenemos asegurada; buscar hidrocarburos y emprender campañas masivas de explotación en nuestro aún por inexplorado Golfo de México, será esencial para crear una soberanía energética para dar estabilidad energética, económica y social al país, mientras se transita a una industria de energías renovables.

Por último, debemos buscar una formación más integral. Tener una formación técnica es esencial, sin embargo, tener idea de aspectos sociales, ambientales y económicos nos dará un mayor panorama y la posibilidad de poder crear e implementar ideas que contribuyan a un desarrollo más sostenible de la industria petrolera.

CONCLUSIONES

En este análisis abordamos el registro histórico de perforación de pozos y producción de hidrocarburos para el periodo de 1940 al 2021 mediante un enfoque geoespacial. Además, se correlacionaron los cambios en la tendencia nacional de la industria petrolera con eventos económicos y geopolíticos nacionales e internacionales para entender tales variaciones.

Los puntos más relevantes de este análisis son:

- La segunda guerra mundial impulsó a una industria petrolera mexicana recién expropiada a volver a entrar a los mercados mundiales a través de la empresa estatal PEMEX.
- El desarrollo del campo Akal y el yacimiento super gigante Cantarell, permitieron que en 2004 la producción de México fuera de 3.4 MM bpd, colocando al país sexto como productor mundial.
- La recesión en 2009 bajó el precio del barril que se encontraba en 110 USD/b a 20 USD/b.
- El desarrollo exponencial que tuvo USA en recursos no convencionales abarató los precios del hidrocarburo al haber sobre oferta.
- La reforma energética aprobada en 2013 marcó un punto de quiebre para la industria petrolera en México, abrió la exploración y extracción de los recursos petroleros a empresas privadas, además de permitir la asociación de la estatal PEMEX con empresas privadas para desarrollar bloques en todo el territorio mexicano.
- La pandemia por Covid 19 bajó los precios a niveles nunca vistos; en algunos puntos de venta el precio fue negativo.

Es de suma relevancia notar también como afectan las fluctuaciones del mercado petrolero en el desarrollo de la industria de hidrocarburos en México, pero con un desfase de 4 años debido al retraso entre la firma de contratos y el inicio las operaciones.

Otro aspecto que se analizó fue el uso de agua para la industria petrolera de recursos convencionales. Si bien es una industria que ha usado recursos hídricos del país, es una parte mínima cuando se compara el uso de agua en las ciudades o la industria que más agua consumen al año, sin embargo, es necesario tener mapeado el uso específico de agua para cada proceso en la extracción recursos convencionales.

Respecto a la metodología implementada, los mapas presentados nos permitieron entender de forma visual que campos necesitan desarrollo; caso de éxito son los campos Ku-Maloob-Zaap (KMZ) que inicialmente tuvieron una producción marginal; al caer el campo super gigante Akal se creó una estrategia para potenciar la producción del activo KMZ (PEMEX, 2013).

Dentro de las acciones se han realizado obras para el manejo y aprovechamiento del gas, instalando equipo de compresión, ductos de transporte e interconexiones para flexibilidad operativa dando como resultado que, en 2021, el activo KMZ sea responsable del 38% de la producción nacional de petróleo crudo (PEMEX, 2021).

Otras regiones que tienen potencial para generar una mayor cantidad de hidrocarburos son los campos Pol, Chuc, Samaria, Abkatun, Nohoch, Cárdenas y Jujo que si se opta por desarrollarlos bajo nueva tecnología y nuevas estrategias de administración para la optimización de la producción podría como consecuencia contribuir hacia la sostenibilidad; ya que se lograría una reducción en las emisiones por la producción y se optimizaría el uso de los recursos.

Por otro lado, aunque la producción de algunos campos de gas como Akal, Ku y Jujo ha aumentado en los últimos años, la producción nacional se ha ido reduciendo desde su mayor punto de producción en 2009 y se ido reduciendo a una tasa de 270,000 pcd anuales.

El análisis realizado sugiere que en México la producción de aceite ya tuvo dos periodos de producción pico; en 1984 y en 2004, actualmente se encuentra en declive, con una pérdida de 120,000 bpd al año debido principalmente a la pérdida de producción en el complejo Cantarell.

La industria petrolera seguirá dando trabajo y beneficios a la sociedad, pero se debe desarrollar el recurso humano y técnico para enfrentar los retos que el país requiere. Como trabajo pendiente se encuentra el realizar este análisis, pero por provincia petrolera, además de correlacionar también los beneficios económicos en México, así como los impactos sociales y ambientales generados por la industria. Sin embargo, este estudio representa un punto de partida que permite apreciar el panorama actual y hacia a donde se mueve la industria.

NOMENGLATURA

Tabla 2. Unidades Petroleras.

Tipo	Unidades	Descripción	Equivalentes
Producción de energía	B	Barriles	1b=158.9 L
	Bpd	Barriles por día	1 b día ⁻¹
	Mbpd	Miles de barriles por día	1,000 b día ⁻¹ =10 ³ b día ⁻¹
	MMbpd	Millones de barriles por día	1,000,000 b día ⁻¹ =10 ⁶ b día ⁻¹
	MMMbpd	Miles de millones de barriles por día	1,000,000,000 b día ⁻¹ = 10 ⁹ b día ⁻¹
	pc, ft ³	Pies cúbicos	1 cf = 1 ft ³
	Mpc	Miles de pies cúbicos	10 ³ ft ³ = 1,000 ft ³
	MMpc	Millones de pies cúbicos	10 ⁶ ft ³ = 1,000,000 ft ³
	MMMpc	Miles de millones de pies cúbicos	10 ⁹ ft ³ = 1,000,000,000 ft ³
	m ³	Metros cúbicos	1 m ³
	Mm ³	Miles de metros cúbicos	10 ³ m ³ = 1,000 m ³
	MMm ³	Millones de metros cúbicos	10 ⁶ m ³ = 1,000,000 m ³
	MMMm ³	Miles de millones de pies cúbicos	10 ⁹ m ³ = 1,000,000,000 m ³
	bpeq	Barriles de petróleo equivalente	
Dpb	Dólares por barril		

Tabla 3. Acrónimos usados en la industria petrolera.

Abreviaturas	Descripción
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONABIO	Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
SENER	Secretaría de Energía
EPSG	European Petroleum Survey Geoscientific
CNIH-SIH	Centro Nacional de Información de Hidrocarburos - Sistema de Información de Hidrocarburos
PEMEX	Petróleos Mexicanos
REPDA	Registro Público de Derechos de Agua
SIG	Sistema de Información Geográfica
SAGA	System for Automated Geoscientific Analyses

REFERENCIAS

Amadeo, Kimberly. The Balance. Oil Price History—Highs and Lows Since 1970. 2022. <https://www.thebalancemoney.com/oil-price-history-3306200>

Arciniega-Saul, Facultad de Ingeniería, UNAM. Impacto hídrico en acuíferos de México asociado al desarrollo del play transfronterizo de shale gas, Eagle Ford. 2020. Pag 26.

Canal del Congreso de la Unión. 2022. proceso de aprobación y resultados de la reforma energética de 2013.

https://www.canaldelcongreso.gob.mx/noticias/14960/Especialistas_analizan_proceso_de_aprobacin_y_resultados_de_la_reforma_energtica_de_2013

Cayón, David. Infobae, 2020. La perforación de pozos de petróleo cayó un 57% y la inversión en hidrocarburos será la más baja en 8 años. <https://www.infobae.com/economia/2020/08/25/la-perforacion-de-pozos-de-petroleo-cayo-un-57-y-la-inversion-en-hidrocarburos-sera-la-mas-baja-en-8-anos/>

CNH Burgos, 2018: Atlas Geológico Cuenca Sabinas-Burgos. Pag. 6. Pag 5. https://hidrocarburos.gob.mx/media/3093/atlas_geologico_cuencas_sabinas-burgos_v3.pdf

CNH Cuenca Sureste, 2018: Atlas geológico cuencas del sureste-cinturón plegado de la sierra madre de Chiapas Pag 6. https://hidrocarburos.gob.mx/media/3094/atlas_geologico_cuencas_sureste_v3.pdf

CNH Tampico-Misantla, 2018: Atlas geológico cuenca Tampico Misantla. Pag. 6. Pag. 36 <https://docslib.org/doc/2753711/atlas-geol%C3%B3gico-cuenca-tampico-misantla>

CNIH. 2020. Tablero de producción de petróleo y gas. <https://produccion.hidrocarburos.gob.mx/>

DiLallo, Matt. The Motley Fool. What Happened to Oil Prices in 2015? 2015. <https://www.fool.com/investing/general/2015/12/19/what-happened-to-oil-prices-in-2015.aspx>

Energy Information Administration, EIA. Department of Energy's Office of the Strategic Petroleum Reserve, Analysis Division. World Nominal Oil Price Chronology: 1970-2005. 2005. <https://web.archive.org/web/20051112061236/http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/chron.html>

Energía a Debate. Caída y perspectivas de la producción petrolera en México. 2018. <https://energiaadebate.com/blog-1954/>

Geopandas, 2022, <https://geopandas.org/en/stable/about.html>

International Trade Administration. Department of Commerce. México. 2022. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/mexico-oil-and-gas>

Li, Timothy. Khartit, Khadija. The Investopedia Team. The 2008 Financial Crisis and Its Effects on Gas and Oil. 2009. <https://www.investopedia.com/ask/answers/052715/how-did-financial-crisis-affect-oil-and-gas-sector>.

Mabro, Robert. 1998. Oxford Institute for Energy Studies. SP 10. The Oil Prices Crisis of 1998.

Matplotlib, 2022, <https://matplotlib.org/>

Merva, John. Seeking Alpha. Oil Economics – How much does an oil and gas well cost? <https://seekingalpha.com/article/4034075-oil-economics-how-much-oil-and-gas-well-cost>

Numpy, 2022, <https://numpy.org/>

ONEXPO, 2017. Marginal, la inversión para el desarrollo de shale gas y shale Oil en México. <https://www.infobae.com/economia/2020/08/25/la-perforacion-de-pozos-de-petroleo-cayo-un-57-y-la-inversion-en-hidrocarburos-sera-la-mas-baja-en-8-anos/>

PEMEX UPMP; Un Siglo de la Perforación en México Terminación y Mantenimiento de Pozos Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, Pemex Exploración y Producción Tomo XI. 2003 PAG 20. PAG 28, PAG 43, PAG 36

PEMEX-EP, 2010: Provincia Petrolera Golfo de México Profundo. Pag. 7, 14. 11. <https://petroleraelaguila.com/Publicaciones/6%20Golfo%20de%20Mexico%20Profundo.pdf>

Petróleos Mexicanos. 2014. Ku Maloob Zaap, líder en la producción de hidrocarburos. https://www.pemex.com/saladeprensa/boletines_regionales/Paginas/2014-032_cdcarmen.aspx

Phyton,2022. <https://www.python.org/>

Punto por punto. 2019. CAIDA de PRODUCCIÓN en MÉXICO la peor de países PETROLEROS. <https://www.puntoporpunto.com/noticias/politica/caida-de-produccion-en-mexico-la-peor-de-paises-petroleros/>

QGIS Documentation, 2002. <https://qgis.org/en/site/getinvolved/document.html>

Romo D. 2015. El campo petrolero Cantarell y la economía mexicana. Revista de Problemas del Desarrollo, 183 (46).

S. D. Joshi, 2003. SPE, Joshi Technologies International, Inc. SPE 83621. <http://www.joshitech.com/images/spe83621.pdf>

SAGA Source Forge, 2022. <https://saga-gis.sourceforge.io/en/index.html>

EIA, 2020. La energía después de la pandemia. <https://systemicalternatives.org/2021/03/15/energia-y-pandemia-en-el-2020/>

Smith, James. Resources. The 2008 Oil Price Shock: Markets or Mayhem? 2009. <https://www.resources.org/common-resources/the-2008-oil-price-shock-markets-or-mayhem/>

Talwani, 2011. Oil and gas in Mexico: geology, production rates and reserves. Pag 10. Pag 15. Pag 19. Pag 13.

The driller, 2022. Drilling Through History. <https://www.thedriller.com/drilling-history>

The Editors of Encyclopaedia Britannica. 1998. Suez Crisis Middle East, 1956. <https://www.britannica.com/event/Suez-Crisis>

Tverberg, Gail, The No. 1 Source for Oil & energy news. The Reasons for High Oil Prices. 2012. <https://oilprice.com/Energy/Oil-Prices/The-Reasons-for-High-Oil-Prices>. 2009.

Uhthoff-María. La industria del petróleo en México, 1911-1938. Del auge exportador al abastecimiento.2008

Vielma, Luis. CBMX Servicios Ingeniería Petrolera. 2018. No convencionales en México: administrar y regular efectivamente, no prohibir. <https://cbmex.com.mx/es/no-convencionales-en-mexico-administrar-y-regular-efectivamente-no-prohibir/>

w3school, 2022 https://www.w3schools.com/python/pandas/pandas_intro.asp

Yergin, Daniel. Editorial Free Press. 2008. The Prize: The Epic Quest for Oil, Money & Power.

PWC, 2020, <https://www.pwc.com/world2050>

ONU, 2022, <https://www.gob.mx/agenda2030>

UNDP, 2023, <https://www.undp.org/es/sustainable-development-goals>

IPIECA “Mapping the Oil and Gas Industry to the Sustainable Development Goals: An Atlas”, 2017. <https://www.ipieca.org/resources/mapping-the-oil-and-gas-industry-to-the-sustainable-development-goals-an-atlas>

BP. Outlook 2019. <https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-energy-outlook-2019.html>

Comisión Nacional de Hidrocarburos, Unidad Técnica de Extracción y Supervisión, CNH, 2022,
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/724805/II.1_Presentacion_PPT_RESERVAS_F_VP.pdf

Petróleos Mexicanos, PEMEX, 2013,
<https://www.pemex.com/ri/finanzars/Paginas/default.aspx>

Petroleos Mexicanos, PEMEX 2021, Resultados al primer trimestre 2022,
<https://www.pemex.com/ri/finanzas/Reporte%20de%20Resultados%20no%20Dictaminados/Reporte%201T22.pdf>