COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

DIRECCIÓN DE INTELIGENCIA ENERGÉTICA

SUBDIRECCIÓN DE INVESTIGACIÓN

La Quema y Venteo de Gas Natural, ¿Una Necesidad Estratégica o un Daño al Medioambiente?

Elaborado por: Lic. Abraham Salinas Díaz

Revisado por: Dra. Dacsina Peto Vonduben

Fecha de inicio de elaboración de la investigación: 2 agosto del 2022

Fecha de término de la investigación: 17 de febrero de 2023

Sobre la responsabilidad intelectual del documento:

"Los materiales visuales y la serie de Documentos de Análisis e Investigación presentados de manera pública en el presente trabajo de CFEnergía S.A., empresa filial de Comisión Federal de Electricidad (CFE), son producto de investigaciones realizadas por personal que labora en la Subdirección de Investigación y Análisis Estratégico de la Dirección de Inteligencia Energética de CFEnergía, con la finalidad de garantizar la libre expresión para el intercambio y debate de ideas. El contenido y los hallazgos, así como interpretaciones y conclusiones que de ellos se derivan, son responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente las de CFEnergía; de tal forma, CFEnergía no garantiza la exactitud de los datos incluidos en los trabajos de investigación. Los límites, colores, denominaciones y otra información que se muestra en cualquier mapa, gráfica, tabla o material visual utilizados en los materiales y documentos no implican ningún juicio político o legal por parte de CFEnergía".

Agradecimientos:

La elaboración de esta investigación no hubiera sido posible sin el apoyo de nuestra empresa CFENERGÍA ─filial de la CFE─ al confiar en el profesionalismo de los investigadores de la Subdirección de Investigación, y permitirnos ejercer nuestro trabajo intelectual de forma libre, crítica y responsable. Además, damos las gracias por brindarnos los recursos materiales, económicos, y un ambiente multidisciplinar, en términos académicos, y de temporalidad apropiados para la realización de este proyecto. A su vez, agradecemos a la Dirección de Inteligencia Energética por el respaldo y acompañamiento que proporcionó al presente trabajo durante el periodo de su elaboración y publicación.

Confiamos en que los argumentos expuestos en la presente investigación sean de utilidad para la empresa en su proyecto de contribuir, desde diversos frentes, a la recuperación de la seguridad y la soberanía energética de México.

Índice

Introducción 1

Primera parte. Quema y Venteo de Gas Natural 2

A-Qué es y cuáles son las diferencias entre el Venteo y Quema de gas natural 2

1.1 La historia del gas natural y la aparición de la quema y el venteo 3

1.2 Venteo y quema: diferencia conceptual 10

1.3 Análisis a profundidad del proceso y la tecnología utilizada para la quema del gas natural 16

1.4 ¿Por qué son una necesidad dentro del proceso de extracción y aprovechamiento de gas natural? 22

1.5 Cómo se cuantifica o mide la quema 26

1.6 ¿Por qué el daño medioambiental de los gases de efecto invernadero se mide en CO_2? 30

1.7 El aumento o disminución de la quema en relación con la importancia del gas natural, trasfondo de la problemática. 32

B-Cuantificación de emisiones y quema a nivel mundial 44

2.1 Contexto internacional, principales países que realizan la actividad 44

2.2 Normatividad internacional 58

2.3 ¿Cómo se aplican estas regulaciones de control y reducción de quema y venteo? 62

2.4 Procesos operativos (Regulación Operativa) 63

2.5 Procesos Regulatorios 65

2.6 El papel del sector empresarial público y privado mundial 69

Segunda parte. Estudios de caso Estados Unidos y México 74

C-La quema del GN en EE. UU., el ejemplo no convencional 74

3.1 Evolución historia de la quema nacional 74

3.2 Marco regulatorio federal de la quema de gas natural 79

3.3 Marco estatal y casos de estudio 84

3.4 Porque las empresas queman gas natural y el papel del sector midstream en la quema de los Estados Unidos 95

3.5 Las principales empresas responsables 99

3.6 Impactos medioambientales y sociales 105

3.7 Estrategias de mitigación 108

D-Quema y Venteo de gas natural en México 113

4.1 El origen de la quema del gas natural y la falta de regulación 113

4.2 Comisión Nacional de Hidrocarburos, PEMEX y la Quema. 120

4.3 Nuevas regulaciones-cambio de enfoque 127

4.4 La quema no aprobada 135

4.5 Sanciones y penalidades 136

4.6 Medición de la quema de gas natural 138

4.7 Otras causas de la quema 138

4.8 Estrategias para la mitigación de la quema 145

E- Nigeria, la quema convencional ..... **¡Error! Marcador no definido.**

Tercera parte. Conceptualización del problema, visto desde sus aspectos económicos, sociales y ambientales ..... **¡Error! Marcador no definido.**

F- Pérdida energética y económica ..... **¡Error! Marcador no definido.**

G-Impacto medioambiental y social ..... **¡Error! Marcador no definido.**

H-Mitigación ..... **¡Error! Marcador no definido.**

Conclusiones 149

Referencias 156

Introducción

La presente investigación busca visibilizar las problemáticas que representa el venteo y la quema de gas natural, para el medioambiente, la sociedad, el sector energético y la economía, pues en el mundo y en diversos contextos nacionales de los países productores de hidrocarburos, parecería que estos procesos son cada vez más normalizados y rutinarios, a la par de sus producciones de hidrocarburos; cuando en la realidad deberían de ser procesos que solo se tendrían que utilizar como la última alternativa, debido a la constante liberación de metano y dióxido de carbono a la atmósfera, durante su realización, y que su reducción debería contemplarse en de todas las agendas energéticas, como parte de las estrategias de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero, como uno de los principales objetivos. La investigación si bien aborda ambas prácticas, tendrá un enfoque mayoritario en la quema, debido a que es la actividad más regulada a nivel internacional y la que se realiza como un proceso rutinario.

La investigación se estructura de la siguiente manera: *Capítulo 1. Qué es y cuáles son las diferencias entre el Venteo y Quema de gas natural*, se analizan conceptos relacionados con la quema y el venteo de gas natural, así como de las justificaciones de su aplicación técnicas y económicas, y además de una revisión de las tecnologías asociadas a su producción y medición. En el *Capítulo 2. Cuantificación de emisiones y quema a nivel mundial*, se describe el contexto internacional de la quema, profundizando en los principales países que la realizan, como se aplican sus regulaciones, sus procesos operativos y el papel del sector empresarial público y privado. En el Capítulo 3. *La quema de gas natural en Estados Unidos, el ejemplo convencional*, se presentan los elementos más importantes de la quema y venteo de gas natural en los Estados Unidos, como la evolución histórica de la práctica, su marco regulatorio, sus principales causas, sus impactos medioambientales y sus estrategias de mitigación. En el *Capítulo 4. Quema y venteo de gas natural en México*, se desarrolla el origen y evolución de la quema y venteo en México, a la par de un análisis a su regulación, un análisis de sus principales causas y sus estrategias de mitigación.

La investigación conceptualmente nace, durante la realización de una serie de investigaciones dentro de la Subdirección de Investigación, que analizaban la mayoría de los

impactos medioambientales que tiene el fracking y la industria no convencional en el mundo y de sus países productores; partiendo de este interés general, se decidió ahondar en otra problemática del sector: la quema de gas natural, práctica que tanto representa un impacto grave a los recursos naturales y el ser humano, como en el sentido económico a través de desperdicio de recursos y energía.

Primera parte. Quema y Venteo de Gas Natural

A-Qué es y cuáles son las diferencias entre el Venteo y Quema de gas natural

La quema y el venteo de gas natural son problemáticas provenientes de la industria de los hidrocarburos, que tiene un gran impacto tanto en el medioambiente como en la economía de los países productores, por su alto desperdicio de recursos y de energía; ambas practicas a través de la liberación de dióxido de carbono y metano a la atmósfera, son unas de las causantes, del incremento de los efectos que el cambio climático tiene en el planeta y en los seres vivos actualmente, por lo cual su resolución son unos de los grandes desafíos de nuestra época, para poner fin a la contaminación por liberación rutinaria de gases de efecto invernadero y a la práctica antieconómica que representa quemar gas natural, que podría suministrar energía a cientos de personas e industrias, e indirectamente con su eliminación alentar la transición hacia un modelo energético equilibrado entre las energías renovables y el sector fósil.

Si bien el problema de la quema de gas natural es una situación alarmante, y que puede conducir a una catástrofe medioambiental y económica; para la mayoría de los gobiernos y agencias internacionales, parecería no ser un tema relevante o de importancia baja, debido a una serie de factores que se desprenden de la normalización que la quema y el venteo como práctica, han tenido a la lo largo de la historia del aprovechamiento de los hidrocarburos, alentado principalmente por la sobrevaloración económica y energética que el petróleo representa, tanto por ser un compuesto orgánico de un más fácil manejo, como por ser menos abundante que el gas; esto ha ocasionado que se piense que ambas problemáticas se pueden resolver en respuesta al atacar otras problemáticas que su parecer son de mayor relevancia, o que al tener emisiones de contaminantes en comparación más bajas con otros sectores como el uso de hidrocarburos como el sector automotriz, son temas que dentro de las agendas medioambientales no tienen gran relevancia.

Este poco valor a la peligrosidad de ambas practicas se puede constatar, al dar una rápida revidada a Informes que abordan asuntos relacionados con la formulación de escenarios y estrategias para el alcanza de las transiciones energéticas limpias globales, como lo es el Word Energy Outlook del 2022, elaborado por Agencia Internacional de Energía, en donde la quema de gas natural, solo se menciona en dos ocasiones, las cuales no se incluyen dentro de sus secciones de escenarios de acciones estratégicas, para alcanzar una correcta transición energética de energías limpias, siendo más bien mencionadas en el aspecto del mejoramiento de las tecnologías de transporte de gas natural para reducir las filtraciones de gas y de las tecnologías relacionadas con los quemadores de gas, para mejorar la eficiencia de la quema y reducir las emisiones de metano; siendo en ninguna ocasión señalada como acciones que deben eliminarse o mitigarse, sino que, por el contrario, deben mejorarse prácticas para pasar de un peligro alto a uno medio (International Energy Agency, 2022).

Esta normalización y poco interés sobre el tema del venteo y sobre todo de la quema, no invita a aún dar en la historia del uso del gas natural por parte del ser humano, para poder descubrir todos aspectos geológicos, económicos y sociales, que han moldeado nuestra actualidad, en donde practicas altamente peligrosas que emiten gases de efecto invernadero con una alta constancia, pasan desapercibidas por el aparente apocamiento que representan otras de mayor peligrosidad; descubrir las causas de esta normalización nos permitirá poder formular acciones para dar una mayor visibilidad a estas problemáticas y prohibirlas tajantemente.

1.1 La historia del gas natural y la aparición de la quema y el venteo

El gas natural es un hidrocarburo gaseoso sin color u olor, con una alta capacidad inflamable, compuesto principalmente por metano y etano en diferentes proporciones; se utiliza actualmente para la generación de electricidad, calefacción, cocina y como combustible para ciertos tipos de vehículos, además de ser una importante pieza para la industria petroquímica para la fabricación de plásticos y por poder ayudar a ampliar las capacidades de otros compuestos químicos como los fertilizantes, pinturas, esmaltes y tintes (Carruthers, 2021).

El gas natural normalmente se forma por la acumulación masiva de materia orgánica marina prehistórica, que gracias a la evolución natural del planeta, han sido cubiertas por la corteza terrestre, sometiéndolos a condiciones específicas de temperatura, presión y

descomposición, que permitieron su formación con el pasar de millones de años; posteriormente emigrando de su punto de origen a capas superficiales de la corteza por la acción de la gravedad, formando diversos tipos de yacimientos o reservorios en relación con su entorno y elementos de formación, siendo uno de los más comunes en unión con petróleo crudo, y que gracias a la diferencia de densidad entre ambos elementos coloca al gas natural sobre el petróleo en una especie de coraza, a este tipo de yacimientos se le conoce como asociado.

Al gas de este tipo de yacimiento a menudo se le considera como una fase gaseosa del petróleo crudo teniendo la denominación de gas natural húmedo, teniendo la peculiaridad a diferencia de otros tipos de yacimientos de que el gas tendrá en su composición de ligeros trazos de propano y butano; por otro lado, igual de abundantes, existen yacimientos de gas natural sin la presencia del petróleo, a los cuales se les llama no asociados, teniendo una formación geológica que no se encuentra relacionada con ninguna fuente conocida de petróleo líquido, estando más bien relacionado con la descomposición de la materia orgánica, a diferencia de su contraparte asociada a este gas se le tiende a denominar como gas natural seco (Carruthers, 2021).

El gas natural es uno de los recursos fósiles más abundantes y ampliamente usados por el ser humano como medio para generar energía con un alto porcentaje de eficiencia, y baja composición de dióxido de carbono, en comparación al petróleo y el carbón; por lo que actualmente es considerado como el combustible del futuro, ya que se espera que supere al petróleo como la fuente de energía en poco tiempo, ante una inminente crisis relacionada con la abundancia del petróleo, porque en comparación en yacimientos geológicos la cantidad de gas que se puede encontrar es superior (Energy Information Administration, 2022).

Sin embargo, este panorama no es tan idílico como parecería porque el gas natural históricamente ha pasado por un proceso de sub utilización en donde era visto más como una molestia, por su dificultad de manejo y combustión, siendo en muchas ocasiones liberadas o quemado a la atmósfera en grandes cantidades, siendo hasta la actualidad en donde a la falta del recurso central como lo es el petróleo, permite al gas natural pasar a un papel estratégico para el futuro energético de la humanidad (Amos, 2005). Aunque igualmente a la fecha, su

entendimiento no se ha alejado de la concepción original, cuando fue descubierto al lado del petróleo.

Aunque el uso del gas natural en la historia de la humanidad se ha realizado desde la antigüedad, su uso comercial y para la generación eléctrica es relativamente reciente, y su desarrollo siempre ha estado ampliamente ligado al petróleo, teniendo un descubrimiento que podría considerarse como accidental, con un uso prematuro relacionado con el misticismo o con actividades más locales; los primeros descubrimientos de la capacidad de generación de energía por parte del gas natural datan entre los años 6,000 y 2,000 A.C., en lo que hoy se conoce como las costas del mar Caspio, al norte de Irán y Azerbaiyán, en donde filtraciones de gas provenientes de la corteza probablemente fueron alcanzados por un rayo, generando llamas que parecían no apagarse ni aunque lloviera, siendo posteriormente encontrados por las personas de la cultura Persa que los catalogaron inmediatamente como los fuegos eternos, que eran la principal fuente de adoración de su religión. (Carruthers, 2021).

De igual forma, en la antigua Grecia el denominado fuego inextinguible del Oráculo de Delfos ardía sin parar dentro del templo del mismo nombre en el Monte Parnaso y permitía a la Pitia y sus devotos poder tener visiones que ayudaron a los fieles a saber si debían plantar sus cultivos o prepararse para enfrentar conflictos y calamidades; actualmente se sabe que el fuego se originaba gracias a un depósito de gas natural debajo del templo que se filtraba atreves de las grietas y al entrar en contacto con algún cuerpo incandescente generó la flama que nunca se apagaba, y además se podría relacionar que las visiones eran solamente las alucinaciones por inhalar los vapores del gas natural (Gas South, 2016) y (Miser, 2015).

Hasta este punto la existencia del gas natural era el principal motor de diversas acciones divinas o sobrenaturales, que escapaban a la comprensión de los seres humanos de esa época, pero gracias al constante desarrollo intelectual humano, que le permite siempre cuestionarse su entorno y sus componentes; en China alrededor del año 1000 A.C, se construyó el primer sistema de gasoductos rudimentarios con base en bambú, que conducían el gas natural de las filtraciones superficiales de la corteza hasta las cocinas de los grandes palacios, tanto para usarlo en hervir agua y poder convertirla en potable, como para destilar el agua de mar y poder extraer sal, que se convertiría en uno de los más importantes artículos comerciales en la región (Gas South, 2016) y (Carruthers, 2021).

Por otra parte, en Europa el uso del gas natural era nulo en esas épocas, pues se desconocía su existencia, por sus pocos yacimientos naturales, siendo hasta 1659, que Inglaterra se convierte en el primer país en comercializar el gas natural, aunque el hidrocarburo no tenía un origen en la corteza, sino que se producía artificialmente a partir de la combustión del carbón, utilizándose principalmente para generar fuego, empezando a si a iluminar los faroles de las calles; este tipo de gas era altamente ineficiente, pues al desprenderse de la combustión del carbón, la energía que contenía era relativamente inexistente, pudiendo solo generar pequeñas flamas (Gas South, 2016) y (Natural Gas Department of Tennesse, 2015).

Durante la mayor parte del siglo XVIII Y XIX, el empleo del gas natural se mantuvo localizado a las cercanías de las extracciones, ya que no existía un método para poderlo transportar a grandes distancias de una manera segura, delimitado su desarrollo industrial y tecnológico a un uso casi exclusivamente como fuente para generar fuego dentro de aparatos pequeños como el conocido mechero de Bunsen, creado por Robert Bunsen un pionero en el estudio de las propiedades térmicas del gas natural; en paralelo el petróleo y sobre todo el carbón experimentaron un *boom* en cuanto a su extracción y diversificación de uso, por sus amplias propiedades de generación energética y fácil manejo por su composición físicas líquidas y sólidas respectivamente; lo que también significó un desarrollo en la innovación tecnológica de aprovechamiento, transporte y contención, situación que el gas natural no experimentaría hasta muchos años después (Miser, 2015) y (Carruthers, 2021).

Años después en 1821 en Fredonia, Nueva York, se daría un evento si bien pequeño, pero que marco un precedente en el uso y extracción del gas natural, William Hart perforó un pozo de 8 metros de profundidad en el esfuerzo de obtener un mayor flujo de gas natural, que ya había detectado a través de una filtración de una grieta en la corteza, esa fue la primera vez en que una persona realizaba una perforación intencionada para obtener gas natural, aunque el evento no pasó a mayores, porque no se contaba con la tecnología para usarlo, contenerlo y mucho menos transportarlo, los esfuerzos de William abrieron camino a nivel mundial en el entendimiento del gas natural; propiciando además a la creación en 1858, de la Fredonia Gas Light Company la primera empresa de gas natural de los Estados Unidos (Gas South, 2016) y (Natural Gas Department of Tennesse, 2015).

Es hasta 1890 que con la invención del acoplamiento ductos y tuberías, con soldaduras reforzadas para evitar fugas, que se podría empezar a vislumbrar un método para poder transportar el sobrante de gas de las extracciones de petróleo a donde se necesitase, pero lamentablemente al ser una tecnología primeriza, los materiales y las técnicas de construcción seguían siendo tan problemáticas y sobre todo costosas, que el gas no podía transportarse a más allá de 160 km, restringiendo la construcción de gasoductos a un puñado de extracciones; consolidándose el transporte de gas natural a larga distancia hasta finales de la década de 1920, gracias a los avances en la tecnología de ductos y tuberías, que la práctica y el error permitieron (Georgia Proud Walton Gas, 2016) y (Carruthers, 2021).

En cuanto a su diversificación de aplicación es hasta 1904 que el gas deja de tener un uso solo relacionado con la creación de pequeñas flamas en mecheros, para ahora enfocándose en proporcionar calefacción central a través de la combustión de gas en los hogares de Londres; esta acción allanó el camino para que sus aplicaciones empezasen a abrirse lentamente, avanzando hasta la generación eléctrica, la cual se produjo gracias a desarrollo tecnológico de las turbinas de gas en la década de los 30; cuando en una planta de Neuchàctel, Suiza, logró la producción total de 4 megavatios (MWh), siendo un evento sin precedentes en el mundo para ese momento; seguido en 1945 en donde una turbina de gas con dos ejes logro una producción récord mundial de 10 MWh, para finalmente en 1948, con la producción combinada de varias turbinas en la planta más grande el mundo para ese momento localizada en Berna, Suiza, una producción de 40 MWh; claramente para ese momento Suiza era de los pocos países que ocupaban las tecnologías emergentes del gas natural, dentro de un mundo y una Europa con una clara visión hacia el carbón y el petróleo, lo que finalmente explica que el avance de la generación fuera en lapsos tan distantes entre sí y en cantidades de electricidad que actualmente pueden catalogarse como mínimas (Miser, 2015).

Evidentemente, desde su descubrimiento hasta 1960 en muchas partes del mundo, el gas natural era tanto poco usado como principalmente considerado un subproducto molesto a gran escala y de menor valor económico, en comparación de las explotaciones del más valioso y fácil de utilizar petróleo crudo; teniéndose que deshacerse del gas de las formas económicamente más viables (Amos, 2005), liberándolo directamente de los pozos de

extracción, colocando peligrosas cantidades de metano en la atmósfera; es decir, mediante el venteo o la más habitual, la quema del gas en dispositivos especiales colocados en las cabezas de las torres de los pozos de extracción, que con base en la combustión, convierten el metano principal componente del gas natural en dióxido de carbono.

Ambas prácticas nacen desde que el petróleo empieza a ser explotado económicamente, siendo un reflejo directo del bajo valor económico que el gas natural tenía en el pasado y que actualmente persiste, se podría decir que el petróleo subordina la manera de usar el gas natural tanto en cómo se usa y en el cómo se manejan sus desperdicios, siendo esto a través de la quema y el venteo, tanto es así que a pesar de que el gas natural cada vez tiene una mayor integración energética, la quema y el venteo son procesos que si bien se han reducido con el pasar del tiempo, siguen persistiendo hasta nuestros días, en un mundo que cada vez demanda más energía (Georgia Proud Walton Gas, 2016) y (Carruthers, 2021).

A lo largo de todo este periodo las exploratorias para encontrar yacimientos de gas natural no eran consideradas seriamente como un negocio a gran escala y encontrar gas natural dentro de un yacimiento asociado con petróleo, era considerado como una calamidad, porque simplemente no se sabía cómo utilizarlo o moverlo, y si bien las tecnologías de aprovechamiento de gas natural ya se encontraban en desarrollo y crecimiento, como se vio anteriormente, en los gasoductos y sus usos en la generación eléctrica, las cantidades que se aprovechaban eran mínimas y en zonas muy específicas, por lo que invertir en un negocio en ese punto no tenía futuro aparente y con el del petróleo en perspectiva, más redituable, eliminaba totalmente el deseo de inversión de los sectores más poderosos (Amos, 2005).

Las principales razones del desinterés en el pasado en el campo de la producción y utilización del gas natural y la constante eliminación en quemadores o su irremediable venteo a la atmósfera, se deben a una serie de factores que se relacionan con su elevado coste de transporte, distribución y con su abundancia física, que finalmente se traducía en un precio de compra más bajo.

El gas al solo poderse transportar gracias a gasoductos o en forma líquida dentro de camiones cisterna con sistemas de enfriamiento sofisticados, y por ende costosos, los incentivos para descubrir y producir gas natural, si las zonas de extracción estaban alejadas de las zonas de aprovechamiento, eran pocos, lo que ciertamente se reflejó en que por ejemplo

las mayores áreas de acumulación de gas natural como lo fue la Unión Soviética y los países el Golfo Pérsico pasaran años en procesos largos de que quema y venteo, pero con un provechoso aprovechamiento económico del petróleo (Amos, 2005).

No fue hasta 1970, durante la crisis mundial del petróleo, donde países del golfo pérsico, altos productores de hidrocarburos se negaron a exportar petróleo a países de occidente, como represalia por el apoyo a Israel en la Guerra del Yom Kippur, que la revalorización del gas natural como una fuente de energía fiable y abundante; empezó a enraizarse como la opción general de la sociedad y la economía.

Fue la falta de la fuente energética primaria más importante para la sociedad industrial, el petróleo, y su consecuente alza en los precios, es que el gas natural y su infraestructura asociada han experimentado graduales avances en su desarrollo físico y tecnológico a una velocidad acelerada; el panorama ha cambiado drásticamente en las últimas 3 décadas a medida que la demanda de gas aumenta en el mundo considerablemente (Georgia Proud Walton Gas, 2016) y (Amos, 2005), viéndose esto reflejado en varios aspectos de la utilización del gas como lo son que:

- Tanto los mercados de gas natural se han desarrollado en naciones productoras como Venezuela, Rusia, Arabia Saudita, Estados Unidos, como en naciones con pocas o nulas extracciones, como Alemania, Italia, Francia y Japón.
- Actualmente, se inyecta gas natural dentro de los campos petroleros, como una manera de poder potenciar las extracciones de campos con avanzados niveles de agotamiento de petróleo.
- Las tecnologías de licuefacción de gas natural y construcción de gasoductos han mejorado enormemente, reduciendo los costos de transporte del gas natural a larga distancia, lo que también aumenta el rango de distribución de tan importante producto.
- El desarrollo e importancia que la conciencia ambiental se ha convertido en un tema relevante en la agenda de muchas políticas energéticas nacionales, particularmente en Norteamérica y Europa Occidental, convirtiendo al gas natural en el combustible de elección en la mayoría de los mercados energéticos del mundo, particularmente en el sector de generación de energía eléctrica, donde el gas ha podido sustituir con éxito

con el carbón, y se ha convertido en el combustible elegido por la mayoría de las nuevas plantas de generación de energía eléctrica mediante turbinas de gas de ciclo combinado. Tanto porque en comparación es una fuente mucho más limpia por sus bajos porcentajes de generación de gases de efecto invernadero, su alta eficiencia energética y su abundancia (Amos, 2005) y (Miser, 2015). Específicamente, por su menor emisión de CO_2 en comparación al petróleo y el carbón.

A lo largo de esta breve descripción histórica del gas natural y su inesperado asenso, nos podemos percatar que desde su descubrimiento han coexistido con un par de prácticas que generan daño medioambiental y desperdicio económico, refiriéndonos tanto a la quema y el venteo, prácticas que en la actualidad persisten y que si bien no son de un impacto inmediato alto como lo podrían ser un derrame de petróleo o la explosión de un gasoducto, porque en general se han reducido su actuar en la mayoría de los contextos nacionales a la par de la inmersión del gas, si son cuestiones que se viene presentando con una constancia historia que ningún accidente masivo puede igualar, ayudando poco a poco a calentar la atmósfera y favoreciendo el cambio climático.

En los capítulos y apartados posteriores se buscará desmitificar ambas prácticas, entendiendo por qué si el gas natural actualmente tiene para muchos países un valor similar al petróleo, porque se sigue desperdiciando en los quemadores, dándole finalmente su justa categorización de acciones con un alto grado de peligro medioambiental que pasan desapercibidas intencionalmente, que de no ser atendidas seguirán abundando tanto en el desperdicio energético, como en la destrucción del medioambiente, pues una acción negativa por muy pequeña que sea no deja de ser peligrosa y más si se realiza en todo el mundo a todas horas con una normalidad injustificada.

1.2 Venteo y quema: diferencia conceptual

La quema y el venteo de gas natural son dos procesos que componen la cadena de producción de hidrocarburos convencionales y no convencionales a nivel mundial, que podrían parecer similares conceptualmente, pues implican la liberación de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Sin embargo, si se analizan por separado, nos podemos percatar que, en su desarrollo y necesidad de aplicación, son totalmente diferentes, siendo el venteo

más una práctica en donde la liberación del metano, principal compuesto del gas natural, puede ser incidental o intencional, ocurriendo a lo largo del proceso de extracción.

Mientras que la quema es una acción intencionada, que tiene una tecnología específica asociada al proceso, que ocurre en el momento de la extracción y que se guía por 3 principios básicos, el primero son las cuestiones operacionales que se relacionan ampliamente con la estabilidad del pozo o las extracciones, que con la presencia del gas natural podría provocar accidentes catastróficos, como el colapso de la perforación o hundimientos de tierra (Bott, 2007).

El segundo principio se relaciona con la protección del medioambiente y el cumplimiento de las regulaciones de protección de la naturaleza, más específicamente con la eliminación del metano y la posterior generación de dióxido de carbono, el cual es un proceso fundamental al momento de deshacerse del gas, pues si es liberado de forma masiva a la atmósfera sin pasar por un proceso de combustión, su principal componente que es el metano tiene una capacidad de retención de calor superior a lo que podría tener el CO_2, lo que finalmente podría acelerar el cambio climático y los daños a la atmósfera, repercutiendo directamente con todos los seres vivos (Bott, 2007) y (Banco Mundial, 2012).

Finalmente, el último motivo son los intereses económicos relacionados ampliamente con los intereses de los dueños de las extracciones, quienes a su conveniencia económica, decidirán si utilizan el gas presente en su yacimiento asociado o si lo desechan, dentro de este punto existen otros factores asociados como sería la falta de ductos para transportar el gas, su precio de venta, su abundancia y la presencia de sistemas de almacenamiento (Bott, 2007) y (Banco Mundial, 2012).

Regresando al venteo se puede decir que se trata de la ventilación directa a la atmósfera de gas natural de las operaciones de producción de hidrocarburos, ya sea con un motivo operacional para deshacerse de gas que se encuentra en yacimientos con altos niveles de presión que no pueden ser quemados al momento de su extracción, por la fuerza que tienen al momento de subir a la superficie y que podría conducir a una serie de accidentes catastróficos de no liberarse, y, por otro lado, los venteos no intencionados ocurren a través de fugas y fallas en los equipos tecnológicos asociados a procesos productivos (Frilis, 2012) y (Ngene, Tota Maharaj, Eke, & Hills, 2016), como los siguientes:

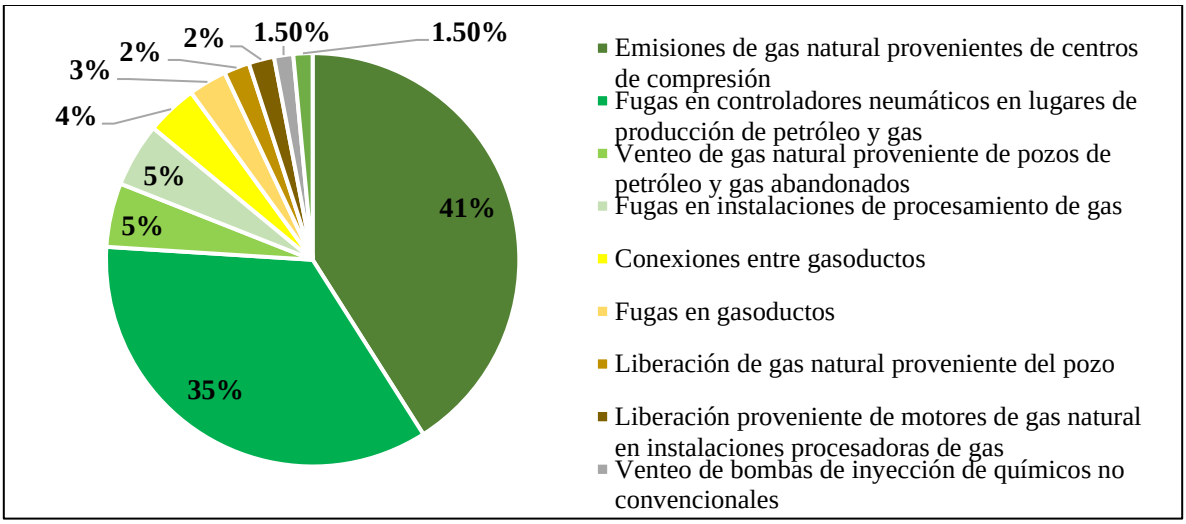
- Durante el transporte de hidrocarburos dentro de oleoductos y gasoductos
- En la perforación y mantenimiento de los pozos
- En fallas accidentales de los equipos tecnológicos
- Durante el proceso de almacenamiento
- Al momento de ser comprimidos e inyectados dentro de gasoductos
- Fugas en el equipo de válvulas, equipos neumáticos y sellos de tuberías deficientes, por mencionar algunos (Miirima, 2008).

A continuación, se presenta la **Gráfica 1** que contiene información referente sobre cuáles son los 10 procesos productivos de la cadena de valor de la producción de hidrocarburos que liberan generalmente más gas natural a la atmósfera, en un proceso de venteo en los Estados Unidos; se puede observar que el mayor porcentaje de liberación se localiza dentro del proceso de compresión[1] del gas natural para poder introducirlo a gasoductos y oleoductos, esto es entendible, pues representa una etapa de conexión entre la producción y el transporte, por lo cual es de esperarse que existan fugas accidentales.

A este proceso le siguen las liberaciones de necesidad operacional, en los yacimientos con altas presiones, que no pueden ser quemados debido a su fuerza de contención natural y que tienden a ser descargas mínimas para evitar la contaminación atmosférica; el resto de las fuentes de venteo se relacionan a procesos no intencionados de contención, procesamiento, fallas tecnológicas e inclusive de abandono de infraestructuras como lo pueden ser pozos.

[1] La compresión de gas natural es un proceso mecánico mediante el cual el gas natural se comprime a un volumen más pequeño, en adición resulta en una presión y temperatura más alta, que finalmente permite al mismo poder moverse dentro de un gasoducto, por medio de la inyección de un compresor de gas natural.

Gráfica 1 Principales fuentes de venteo de gas natural provenientes de las etapas productivas de la cadena de valor de aprovechamiento de hidrocarburos en Estados Unidos (2021)[2]



Fuente: Elaboración propia con datos de (Chow, 2021)

El venteo es habitualmente un proceso invisible en las liberaciones de gas natural tanto intencional como accidentales, debido tanto a que el gas es invisible al ojo humano, como que durante estos procesos aún no se le ha agregado el mercaptano, químico que le brinda su olor característico, por lo cual es indetectable, sin embargo, puede generar cantidades de ruido considerables durante su liberación en los pozos, dependiendo de la presión y el caudal del yacimiento y los gases descargados; por otro lado, la quema de gas natural es un proceso visible gracias a la flama que combustiona el gas (Ngene, Tota Maharaj, Eke, & Hills, 2016).

Otras diferencias entre quema y venteo se pueden observar en aspectos tan variados como su tiempo de duración y cantidad de emisión, en el caso de la quema, se tiende a tener periodos de producción más largos y con cantidades de gas natural combustionando mucho mayores, este tiempo varía entre cada yacimiento, pero por lo general la presencia de gas natural en los yacimientos asociados es sumamente abundante (Eman, 2015).

Mientras que la ventilación tiende a tener por lo general periodos más cortos y emisiones de más bajo volumen, muchas veces incidentales, dependiendo enteramente de la fuente de ventilación, por ejemplo si se trata de una falla en los sistemas de transporte

[2] Un controlador neumático es un dispositivo mecánico diseñado para medir temperatura o presión de un pozo de gas natural o petróleo, y transmitir una señal centro de control final.

gasoductos, la emisión existirá lo que tarden en reparar la estructura; si se trata de emisiones en los centros de compresión estas no podrán ser evitadas y presentarán una emisión menor, pero con una constancia relacionada con los periodos de compresión; mientras que el venteo por cuestiones operativas para liberar presión en un yacimiento, será de una ventilación considerable, pero de una periodicidad mucho más corta en promedio que el tiempo que un quemador estará en función (U.S Department of Energy, 2019) y (Eman, 2015).

Por otra parte, tanto quema y venteo son procesos evitables que podrían reducirse o prevenirse mediante, aumento en los programas de mantenimiento, mejores prácticas humanas y sobre todo el apoyo total en el uso de la tecnología, por ejemplo la instalación de controladores de emisiones de gas natural, unidades de recuperación, sellos de tuberías herméticos, mejoras en la compresión de gas natural, la instalación de ciclos combinados de gas natural móviles y la expansión del sistema de gasoductos y poliductos; sin embargo, alcanzar estos objetivos tanto en quema y venteo representan situaciones totalmente diferentes a pesar de provenir de una misma fuente; el venteo al ser emisiones mayoritariamente pequeñas y debidas a errores técnicos o necesidades operacionales esporádicas, su solución es más simple y requiere una inversión de capital, al mejoramiento de la tecnología con la que se aprovecha y transporta el gas natural, reduciendo así las filtraciones, el punto es reducir las áreas de fuga en el proceso de aprovechamiento de hidrocarburos (U.S Department of Energy, 2019).

Sin embargo, para la quema, tenemos un caso totalmente contrario en donde la inversión de capital requerida podría llegar a ser antieconómica o marginalmente peligrosa; debido a que principalmente las soluciones para mitigar la quema se enfocan tanto en procesar el gas natural en la zona de extracción por medio de la instalación de plantas de ciclo combinado, transportarlo a zonas de producción por medio de la contracción y operación de gasoductos u poliductos o almacenarlo para usos posteriores en reservorios artificiales o naturales; costos que superan en demasía lo que implica la reparación de fugas que se necesita para eliminar el venteo; además de que no se puede olvidar que hablamos de un contexto en donde las corporaciones e instituciones que aprovechan los yacimientos asociados, tienen una amplia predilección por solo querer aprovechar el petróleo que se

encuentra debajo, teniendo nulo interés en aprovechar el gas natural (U.S Department of Energy, 2019) y (Eman, 2015).

Siendo solo en contadas situaciones cuando los volúmenes, las presiones y las tasas de producción de gas asociado a largo plazo demuestren ser sostenibles a niveles que puedan justificar económicamente la instalación de una nueva infraestructura de transporte o empleo de gas o la expansión de la infraestructura existente; pero ni, aun así, es seguro que la quema se detenga, pues inclusive algunos proyectos pueden seguir quemando gas natural a pesar de que tengan algún proyecto aprobado en la zona para aprovechar o transportar el gas natural; teniendo periodos de quema prolongados que no tienen por qué ser continuos (U.S Department of Energy, 2019).

En cuanto al tipo de emisión de gases de efecto invernadero que presentan ambos tipos de prácticas el venteo químicamente representa un riesgo mucho mayor en comparación, pues el metano es un compuesto con una capacidad de retención calorífica mucho mayor, que lo que representa las emisiones que CO_2 que genera la Quema, 25 veces mayor para ser precisos; pero si hablamos tomando en cuenta como se desarrollan las prácticas en la realidad, la proporción acumulación de químicos en la atmósfera es totalmente diferente, ya que las fugas y liberaciones en proporción son menores a los volúmenes que se queman, siendo el peligroso metano una pequeña parte de la contante acumulación de gases de efecto invernadero en la atmósfera, de las cuales el CO_2 es pieza fundamental; evidentemente la conversión de metano a CO_2 se realiza para mitigar el impacto ambiental del primero, pero por ser una alternativa menos peligrosa el CO_2 no deja de ser uno de los principales agentes que impulsan el cambio climático en la actualidad y mucho menos si pensamos que la quema se practica con una periodicidad, por lo que la acumulación es contante, además de que si bien el CO_2 retiene menos calor, este se disipa mucho más lento que el metano, por lo que su permanencia de peligro medio en la atmósfera será elevada en comparación con el riesgo del metano que es más efímero (U.S Department of Energy, 2019).

Es por esto y lo analizado hasta ahora que se puede concluir que ambas prácticas son altamente peligrosas, nacidas de la irresponsabilidad humana y el deseo del aprovechamiento económico a toda costa, pero si se pone en una balanza tanto el venteo contra la quema, esta última sobresale en demasía en cuanto a su peligrosidad para el medioambiente, tanto por

qué la quema al ser un proceso técnico aceptado por la mayoría de la industria de los hidrocarburos para deshacerse el gas natural, tiene una mayor expansión en el sector y por ende tiene periodos de aplicación mayores y la cantidad de gas que se quema es mucho mayor, mientras que el venteo si bien en algunas situaciones se aplica como un proceso común, la mayoría de las descargas de gas a la atmósfera son incidentales y estrechamente relacionadas con errores humanos que se pueden solucionar en periodos mucho más cortos, mientras que la quema es vital para el aprovechamiento del petróleo (U.S Department of Energy, 2019).

Esta diferenciación convierte la quema de gas natural en una de las mayorías preocupaciones para el ser humano actualmente porque hemos llegado a normalizar una práctica peligrosa, solo por la simple idea de que es la opción menos dañina para el entorno y nos sirve para deshacernos de los sobrantes, nublando la visión y permitiéndonos ver que la opción menos peligrosa también es la que actualmente en la atmósfera se acumula indiscriminadamente, bajo el amparo de una concepción errónea de lo que es mejor y peor.

1.3 Análisis a profundidad del proceso y la tecnología utilizada para la quema del gas natural

Dentro del presente trabajo con base en lo visto anteriormente sobre la peligrosidad eminente que representa la quema sobre el venteo, por su aplicación normalizada, periodos de aplicación mayores, mayor cantidad de gas natural procesado, contante acumulación de CO_2 y porque el último mayoritariamente es un proceso incidental, se tomó la decisión de tomar a la quema como un objeto central de estudio para el resto del trabajo, tanto porque creemos, que si se ataca el problema que representa un impacto mayor, el de menor escala podría obtener también una visibilidad por inercia, y por ende también soluciones o simplemente una revalorización.

El proceso de quema de gas natural inicia desde las primeras etapas de la producción de yacimientos asociados, en los cuales no se ha construido gasoductos para conectar con las zonas de aprovechamiento y deliberadamente no se pretende utilizar el gas; en un principio durante la perforación inicial y el contacto con el yacimiento subterráneo, se debe quemar o ventilar los primeros chorros de gas, como parte de los procedimientos de seguridad para que el proyecto no sufra problemas catastróficos; una porción de este gas inicial se usa también

para determinar la presión del yacimiento, los caudales posibles para la extracción y para conocer las propiedades del petróleo que se quiere obtener (Ohio EPA, 2012). Este caso representa solo una pequeña fracción del volumen total que puede llegar a quemarse en la vida útil de un pozo de hidrocarburos asociados, siendo durante los procesos de extracción en donde más se ventea por el continuo flujo de gas asociado que brota del yacimiento (Cao, 2014).

Antes de entrar de lleno al análisis de los quemadores y su proceso de funcionamiento, es importante entender las pautas físicas y de calidad que debe tener el gas natural para asegurar que el quemador cumpla correctamente con su función; por ejemplo, para que el gas natural proveniente del pozo no se condense ni obstruya las tuberías, las pautas especifican que el gas debe contener solo pequeñas trazas de sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno, vapor de agua y oxígeno para su combustión, pues de lo contrario su quema podría liberar desde gases tóxicos hasta generar explosiones, si el gas contiene proporciones altas de los mencionados componentes deberán ser retiradas en procesos adyacentes que tienen una extensión variable en relación con la composición del gas, y finalmente también deberá mantenerse a una temperatura ambiente específica para evitar la condensación del gas, ya que en estado líquido se impediría su combustión (Energy Information Administration, 2006) y (Cao, 2014), estos procesos pueden ocurrir tanto en la boca del pozo o en plantas de procesamiento anexas a los pozos.

Una vez que comienza la extracción dentro del yacimiento asociado y los hidrocarburos comienzan a subir a la superficie, en la boca del pozo se encuentra un separador de gas y petróleo, que se encarga por medio de presión y cambios de temperatura de poder extraer el petróleo de una manera segura de la mezcla existente con el gas natural para poderlo conducir a sus etapas posteriores de procesamiento y transporte, mientras que el gas natural es trasladado a la siguiente etapa en donde se le someterá a un proceso de eliminación de contaminantes y otras trazas de elementos que en el párrafo anterior ya se mencionaron (Véase **Esquema 1**), vale la pena destacar que durante este proceso se retira una pequeña proporción de agua de la mezcla de gas y petróleo (Energy Information Administration, 2006).

El siguiente proceso que es la eliminación de sobrantes en el gas natural para la quema, que puede ocurrir en las cercanías del pozo o en una planta de procesamiento anexa, dependiendo de las características del proyecto, en donde por medio de procesamiento criogénico o la adición de un solvente con características absorbentes se separan los componentes más pesados y el nitrógeno que tiende a adherirse al metano, los componentes pesados se retiran del proceso y el nitrógeno es venteado a la atmósfera (Cao, 2014) y (Energy Information Administration, 2006).

Una vez que se eliminan las impurezas de mayor riesgo para la quema, es aquí en donde dependiendo del proyecto de extracción y el interés en el aprovechamiento del gas natural, el hidrocarburo puede optar por dos caminos, siendo el primero: proceder a la quema directa y el segundo, siendo opcional, es optar por una extracción de componentes líquidos del gas natural (etano, propano y butano), que pueden contenerse y alcanzar valores económicos superiores al gas natural, pero que requieren una tecnología que habitualmente es de un costo elevado (Helms, 2014).

Si el proyecto de aprovechamiento del yacimiento tiene entre sus objetivos la segunda opción, dentro de un dispositivo llamado tanque de retención, por medio de la reducción criogénica de la temperatura del metano, permite la condensación del gas en un líquido llamado gas natural licuado, el cual entra en un proceso de fraccionamiento en el que los hidrocarburos individuales: etano, propano y butano se separan en diferentes tanques de retención (Cao, 2014); cada tanque contiene su respectivo elemento listo para ser transportado a otras instalaciones en donde será vendido y aprovechado; una vez terminado este proceso (**Esquema 1**), es aquí en donde todos los caminos convergen en la quema definitiva del gas natural dentro de los quemadores (Strosher, 1996) y (Eman, 2015).

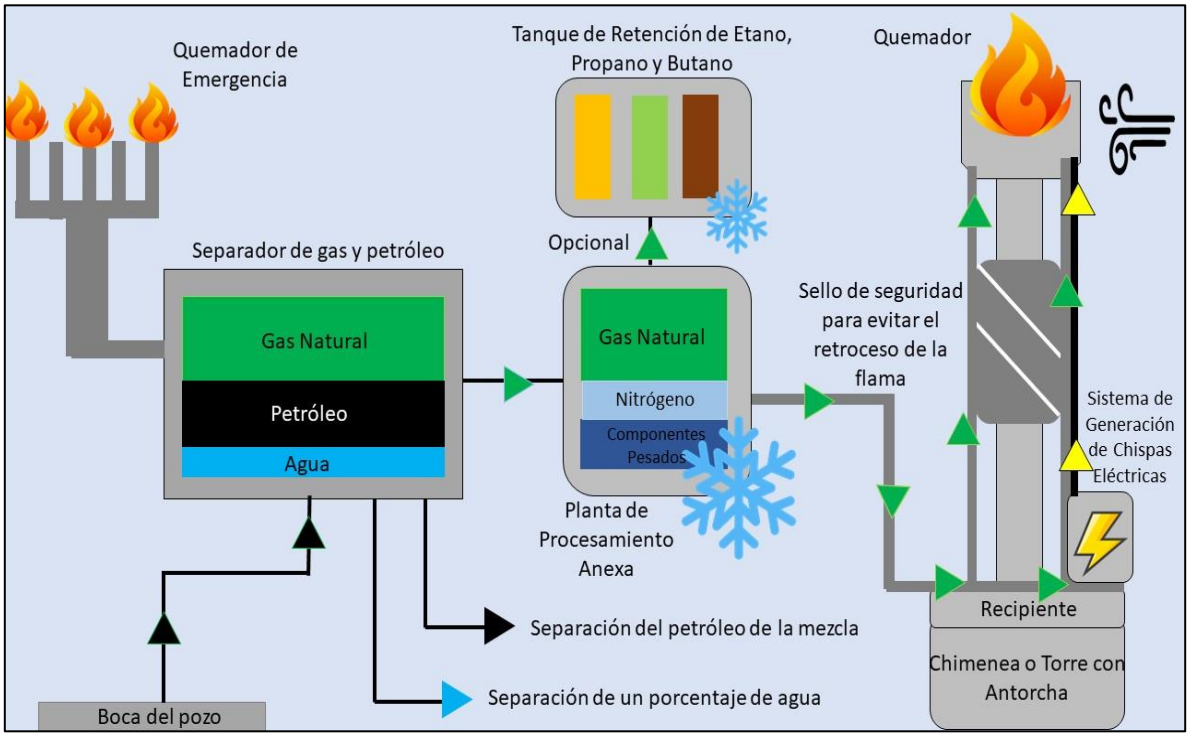
Los dispositivos de combustión diseñados para destruir de forma segura y eficiente los gases residuales generados en una planta durante el funcionamiento se les llama comúnmente como quemadores; se componen principalmente de una tubería de metal, conocida como antorcha o chimenea, que en su interior tienen una serie de tubos que llevan el gas desde el pozo hasta el quemador en la parte superior de la estructura, en donde se encuentra una boquilla o punta que tiene un sistema de encendido electrónico que combustiona el gas natural y lo convierte en dióxido de carbono al instante; la eficiencia de este proceso se puede

apreciar en la composición física de la flama en el quemador, si esta no produce humo quiere decir que el gas natural, está quemado en su mayoría, mientras que si produce un humo negro indica que la combustión es incompleta y que se está liberando más metano del que se quema; esto puede ocurrir por la fuerza del viento, las impurezas en el hidrocarburo o la más habitual fallas tecnológicas y omisiones humanas (Bott, 2007), (Sangsaaki & Anajafi, 2015) y (Peterson, Cooper, & Baukai, 2007).

Los sistemas de quemadores se pueden instalar en campos de producción en tierra y mar, dentro de barcos, instalaciones portuarias, en zonas de almacenamiento de hidrocarburos y a lo largo de sistemas de transporte de hidrocarburos como oleoductos y gasoductos; estos sistemas, como se aprecia en el **Esquema 1**, constan de una chimenea o torre con antorcha, un sistema de generación de chispas eléctricas para la ignición y de un complejo sistema de tuberías que recogen el gas natural que será quemado de las plantas de procesamiento y lo llevan hasta la parte superior.

La punta de la antorcha en el extremo superior está diseñada para ayudar a que el aire entre en la antorcha para mejorar la eficiencia de la quema, elevando el gas hasta la chispa eléctrica que servirá para darle ignición, misma que es producida por un dispositivo eléctrico en la base de la chimenea y que está conectado con la punta por una serie de cables que conducen la electricidad; mientras que los sellos instalados en la parte media de la chimenea evitan el retroceso de la llama y un recipiente en la base de la estructura que conserva y almacena los líquidos provenientes del gas que se podrían generar (Eman, 2015).

Esquema 1 Funcionamiento de un Quemador



Fuente: Elaboración propia con datos de (Ngene, Tota Maharaj, Eke, & Hills, 2016).

Una flama es normalmente visible desde tierra e inclusive desde el espacio, generando a su vez también ruido y calor que tiende a expandirse en el entorno, por lo que es común que en los alrededores de zonas de explotación la temperatura del aire sea superior y presente una alta concentración de contaminación sónica (Gzar & Kseer, 2009) y (Duck, 2011).

Se estima que en promedio cerca de los quemadores se pueden alcanzar alrededor de 86 decibelios, cuando los niveles normales deben rondar los 60, para no causar daños a la salud humana, mientras que para la temperatura se puede llegar a alcanzar 6.17 de radiación térmica por kW/ m^2, mientras que lo normal en otras zonas del mundo en promedio es 1 de radiación térmica por kW/ m^2 (Ghadyanlou & Vatani, 2015) y (Eman, 2015). Estos datos son de vital de importancia para entender el impacto que esta actividad puede tener en la vida en general, sobre todo si se tiene en cuenta que muchas de estas extracciones se realizan en las cercanías de núcleos poblaciones, como lo que sucede en la cuenca de extracción de recursos no convencionales Bakken, en el estado norteamericano de Dakota del Norte, en donde la quema es tan intensa que desde el espacio se pueden apreciar enormes puntos luminosos que asemejan ciudades, cuando en la realidad son cientos de pozos quemando gas

constantemente, se puede observar en **Imagen 1**; ejemplos como estos se analizaran a lo largo del presente trabajo, como un reflejo de la escala de peligrosidad y aplicación de la misma.

Imagen 1 Quema de gas natural en la cuenca de Bakken

Fuente: Foto satelital tomada por (NASA, 2021)

La eficiencia de la quema dependerá de las etapas anteriormente descritas, de limpieza y procesamiento, y el flujo de las corrientes de viento que pueden avivar las flamas; si el gas que se inyecta en el quemador tiene impurezas puede alterar el proceso o implicar la liberación del metano; los procesos de quema se pueden clasificar en tres grupos principales: la quema de emergencia, de proceso y de producción.

La primera, que es la de emergencia, es un proceso opcional que se realiza si ocurre alguna emergencia como incendios, rupturas de válvulas, daños en el separador de hidrocarburos o fallas en los compresores en las primeras etapas de la extracción; realizando en un corto periodo de tiempo una quema de gran volumen a una alta velocidad, en un quemador especial ubicado en las cercanías de la boca del pozo que es independiente del quemado principal y que se distingue por tener un tamaño mucho menor.

La segunda que es la quema de proceso la cual tiene la tasa más baja de quema y es la que ocurre al iniciar el proceso de extracción para liberar presión de los pozos, teniendo la

característica de que se aplica solo cuando el venteo está prohibido y es necesario convertirlo a CO_2, los volúmenes de gas quemado en ambos procesos emergencia y de proceso pueden variar dependiendo de la funcionalidad de la extracción, su equipo tecnológico y las condiciones geológicas de los yacimientos, llegando a variar de unos pocos m^3/hra hasta miles de m^3/hra, respectivamente (SENES Consultants Limited, 2012) y (United States Enviromental Protection Agency, 1991). Por último, la quema de producción es la quema a gran escala que se realiza en los quemadores y que combustiona grandes volúmenes de gas durante la producción de hidrocarburos (Eman, 2015). La diferencia entre estos 3 tipos de quema radican en que la de emergencia solo se realiza en casos extraordinarios, la de proceso es solo para liberar presión del pozo si es que el venteo está prohibido y la de producción es la quema mayoritaria, la que tiene como objetivo deshacerse del gas que no se quiere o puede utilizar.

Toda esta tecnología ha mejorado en gran mediad el proceso de la quema de gas natural si es comprado con los inicios de aplicación de la práctica, reduciendo las fugas de metano en las chimeneas, aumentando la eficiencia de la combustión y ha reducido la producción de humo en gran medida; aunque no se nos debe de olvidar que si bien la quema es preferida ante el venteo en las situaciones en donde el uso de gas no se considera, el dióxido de carbono sigue siendo un potente gas de efecto invernadero, además de que si estas tecnologías no tiene un mantenimiento adecuado y periódico, se corre el riesgo de que el gas no se queme y se filtren enormes cantidades de metano a la atmósfera sin siquiera saberlo.

1.4 ¿Por qué son una necesidad dentro del proceso de extracción y aprovechamiento de gas natural?

Existen varias razones para quemar y ventilar el gas natural que se produce en los yacimientos asociados con petróleo, generalmente girando en torno a 3 causas centrales de carácter técnico, económico y ambiental, de estas categorías se pueden desglosar varios motivos específicos que muchas veces responden a los contextos jurídicos, económicos, sociales y ambientales de cada nación; ocasionando que los motivos de la quema de un determinado país o región como Nigeria o Estados Unidos, sean totalmente diferentes a los de México, pero compartiendo una razón central similar.

De las 3 razones principales para permitir la quema y el venteo, es evidente que la que tiene un mayor peso es la económica, pues la técnica es un proceso inevitable que ocurre cuando en el yacimiento existen condiciones de presión considerables, por lo que eliminar el gas es inevitable, esto implica que por lo general la razón para aplicar la quema y el venteo se relacionen por al no poder o querer utilizar o almacenar el gas natural comercialmente; tanto por qué no se le ve un beneficio económico como para invertir en su aprovechamiento o porque es considerado un subproducto que de no eliminarse se correría el riesgo de generar incendios y explosiones en los campos de producción. Mientras que la razón medioambiental es una respuesta directa a los intereses económicos, siendo más un placebo que indica cómo convertir el peligroso metano en un menos peligroso CO_2.

La situación de la quema parecería no distinguir entre la situación económica y social de las naciones que la practican, pues tanto en países en desarrollo y desarrollados, ocupan los primeros lugares en la cantidad de gas quemado; por lo general en la mayoría de los países desarrollados, que no son grandes productores de gas natural, la quema y el venteo de gas natural solo se permiten en circunstancias especiales, como si se tratase de un mantenimiento no planificado, resolver un mal funcionamiento de algún proceso o para resolver paradas de emergencia que provocan la liberación de presión de un pozo; la geografía de estos países mayoritariamente de una extensión menor como Francia o Noruega permite la construcción de gasoductos con una mayor facilidad por su poca extensión y además existen los recursos económicos para aprovecharlo (Global Gas Flaring Reduction Public–Private Partnership, 2002) y (Birnur & Harriss, 2012).

Mientras que grandes productores como Estados Unidos o Canadá al contar con extensiones de recursos y territorios mucho mayores que sus pares europeos, la cantidad de gas natural que se quema es mucho mayor, en reflejo al menor control que se tiene de los recursos, falta de almacenamiento, la necesidad de redes de transporte mucho más grandes y a la necesidad de una inversión pública y privada mucho mayor para aprovechar los recursos.

Por otro lado, la mayoría de los países en desarrollo, muchos de ellos países con grandes extensiones y una amplia riqueza de hidrocarburos, como Rusia, Irán, México o Nigeria; el gas asociado se quema por razones similares a lo que sucede en Estados Unidos o Canadá, pero dentro de contextos económicos y sociales que pueden agudizarlas; por

ejemplo porque no se puede almacenar, no se puede utilizar comercialmente, porque es considerada su presencia como una molestia, por barreras financieras, por la falta de fomento para implementar proyectos de reducción de quema o construcción de gasoductos, por barreras de mercado, por los precios bajos del gas, por la falta de incentivos gubernamentales y por regulaciones que apremian la producción de petróleo como recurso estratégico para el desarrollo nacional (Global Gas Flaring Reduction Public–Private Partnership, 2002) y (Birnur & Harriss, 2012).

En algunas otras situaciones, tanto en contextos desarrollados y en desarrollo, el gas natural se quema debido a que no es económicamente factible aprovecharlo, por qué contiene dentro de su composición importantes tasas de azufre y otros contaminantes que impiden que pueda ser utilizado en la petroquímica o en la generación eléctrica, no pueda ser transportado y además requiera procesos adicionales de limpieza y procesamiento que resultan ser más elevados que el precio del gas natural mismo.

Otro factor, son las enormes distancias que muchas veces existen entre las ubicaciones remotas de los campos asociados en tierra o las plataformas marinas respecto a los puntos de venta y consumo de energía, lo que hace poco factible poder construir ductos o líneas de transmisión de electricidad, e inclusive si el campo está cerca del mercado energético, muchas veces son demasiado diminutos o inexistentes, o, por otro lado, la cantidad de gas que se obtiene de los yacimientos es insuficiente para cubrir la demanda y permitir el desarrollo (Birnur & Harriss, 2012).

Por otro lado, cuando el gas natural no se puede comercializar, siempre existirá la opción de poder inyectarlo de nuevo a la corteza en reservorios especiales como alternativas a la quema y el venteo, todo con el fin de poder utilizarlo después en otra actividad, inclusive para poder estimular yacimientos de petróleo que presentan caídas en su producción, estimulando con la inyección de gas, el fluir del petróleo.

Sin embargo, inyectar el gas en depósitos subterráneos, puede no ser aplicable o económicamente inviable dependiendo de las formaciones geológicas, ya que algunas por sus características físicas de poca porosidad pueden hacer que el gas inyectado regrese a los pozos de petróleo por filtración, reduciendo la eficiencia del proceso y además en el peor de

los casos, permitiendo que el metano pueda liberarse accidentalmente a la atmósfera (Birnur & Harriss, 2012) y (International Energy Agency, 2006).

En algunos países. por ejemplo, como Nigeria, a pesar de ser una potencia africana en la extracción de hidrocarburos, existe una situación política, social y económica inestable que ocasiona interrupciones imprevistas en las actividades de extracción, lo que desalienta en muchas ocasiones proyectos de recuperación de gas natural y se prefiere invertir en el negocio a más redituable. O en otros casos como el de Rusia, en donde el sector del gas natural al estar dominado predominantemente por un solo gran participante, en este caso la empresa estatal Gazprom que cuenta con más del 70 % de las reservas probadas del país y es responsable de aproximadamente el 73 % de la producción nacional de gas natural, ocasiona que al tener un sector tan pequeño de gas natural, se limiten las inversiones y el crecimiento de los sistemas de transporte de hidrocarburos y de aprovechamiento, lo que genera las enormes cantidades de quema de gas natural (International Energy Agency, 2006) y (Josefson, Rotar, Morgan, & LLP, 2021)

Otro factor que acrecienta la práctica de la quema de gas y que tiene un carácter político, pero un contexto económico detrás, es que especialmente en los países catalogados como en desarrollo, la ausencia de marcos regulatorios eficientes y de políticos interesados en dar solución a tan desapercibido problema, ocasionan que la quema y el venteo encuentren un nicho en donde no paren de aumentar en relación con la producción, siendo amparadas por empresas de hidrocarburos que no tienen por qué seguir estrictamente regulaciones de protección y monitoreo, porque simplemente no existe, siendo caldo de cultivo de omisiones falta de medición y control.

Los esfuerzos de reducción de quema han empezado a tener éxito en países que están demostrando tener un fuerte vínculo entre el gobierno y las compañías de hidrocarburos, siempre con la ayuda de la tecnología y la innovación; instituciones reguladoras estatales de países desarrollados como Noruega y Canadá, tienen la autoridad de monitorear los niveles de quema y hacer cumplir la ley en caso de una omisión que impacte negativamente a la salud, la seguridad energética y el medioambiente (Global Gas Flaring Reduction Public–Private Partnership, 2002).

1.5 Cómo se cuantifica o mide la quema

Como parte del inicio de este párrafo es importante mencionar que los datos sobre la quema y el venteo de gas natural son en demasía limitados y altamente especulativos debido a la información inexacta e incompleta de los propios países productores de hidrocarburos; todo ocasionado por la poca importancia que le dan a la práctica y por la normalización de las emisiones de CO_2 como un proceso meramente técnico, bajo la premisa de que se podría estar liberando metano, pero hacemos un "esfuerzo" por convertirlo en algo menos dañino.

El monitoreo regular de los quemadores y su supervisión no son prácticas comunes en los países que más queman y, por tanto, los volúmenes de las antorchas generalmente se estiman utilizando un modelo de balance de masa y energía, lo que lleva a informes un poco inconsistentes, que si bien muestran la realidad de la quema lo hacen de manera inexacta, lo que nos podría llegar a hacer pensar que talvez se quema inclusive más de lo que se dice, situación que se acrecienta si se piensa en que muchos de los países productores de hidrocarburos que son los que más queman, son habitualmente catalogados como naciones en desarrollo y tienden a tener una menor supervisión a las prácticas (PFC Energy, 2007) y (International Energy Agency, 2006).

Muchos países no informan o limitan públicamente información sobre los volúmenes de gas quemado y ventado, lo que genera una enorme incertidumbre sobre la magnitud de ambas prácticas y por ende los problemas asociados (GAO, 2004); gran parte de la información oficial y pública proviene de las dependencias nacionales de protección al medioambiente, la investigación privada o las agencias estadísticas de respectivos gobiernos; sin embargo, durante los últimos años se ha incrementado el uso de satélites y de sofisticados programas informáticos para medir la quema del gas a gran escala. Los mencionados esfuerzos buscan relacionar las observaciones de la luz que emiten las flamas de los quemadores en relación con su entidad y volumen, para poder crear estimaciones de los niveles globales de quema de gas natural (Eman, 2015).

A continuación, se analizará un ejemplo de estos estudios, mostrando cuáles son las naciones del mundo con las mayores cantidades de quema dentro del periodo 2005-2009, con base en cuantificaciones en imágenes satelitales de zonas de quema de todo el mundo, con el objetivo de servir al lector, como punto de inicio de comparación, con la época actual de

realización del presente trabajo, que es 2022, y que posteriormente se analizará en el capítulo B, apartado 2.1.

Un acercamiento al mejoramiento a la cuantificación y medición de la quema y el venteo es lo hecho por el Centro Nacional de Datos Geofísicos (NGDC, por sus siglas en inglés) perteneciente a la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOAA) de los Estados Unidos, que ha realizado un importante avance en la detección de actividades globales de quema de gas natural, estimando volúmenes de quema en los últimos años, utilizando datos satelitales recopilados por el sistema de barrido operativo del Programa de Satélites Meteorológicos de Defensa de la Fuerza Aérea de los Estados Unidos y después comparando con la información más confiable reportada por cada país; en algunas ocasiones también el NGDC ha utilizado datos de imágenes de alta resolución de Google Earth para poder distinguir entre los núcleos urbanos y los campos con quemadores, todo para mejorar la detección de la quema satelital (Elvidge, Baugh, Zhizhin, & Park, 2009) y (Birnur & Harriss, 2012).

En estimaciones de la NOAA con base en los datos satelitales recopilados en su estudio más reciente, publicado en 2010, los volúmenes globales de quema de gas natural se estimaron aproximadamente en 134, 000 billones de metros cúbicos (Bmc) en 2010, con una equivalencia en CO_2 de 272 millones de toneladas, lo que equivale al 1 % de las emisiones globales de CO_2 de los combustibles fósiles de 30,6 Gt (Energy Information Administration, 2010).

Por otra parte, las estimaciones de los volúmenes de ventilación son mucho más difíciles de obtener debido a que la tecnología de imágenes satelitales y análisis, aún no es capaz de detectar las emisiones por venteo, ya que a simple vista el gas natural es indetectable, a menos que se hicieran en tierra con sensores térmicos, lo cual es científica y económicamente inviable por la enorme cantidad de pozos en el mundo, que tendrían que tener un sensor único, para registrar una práctica que en comparación se realiza menos que la quema y es más una cuestión incidental; sin embargo, como ya se mencionó, la ventilación es importante de mencionar porque el metano es un gas de efecto invernadero con un potencial calorífico importante (Birnur & Harriss, 2012).

Los resultados de estas observaciones satelitales confirman que es un grupo pequeño de países lo que principales contribuyentes a las emisiones de quema de gas, si se ve la **Tabla 1**, Rusia en el 2010 tuvo el mayor volumen de quema con 35,2 bmc, seguido de Nigeria con 15.2 bmc, Irán con 11.3 bmc e Irak y Argelia con 9.1 y 5.4 bmc, respectivamente; entre estos 5 países juntaron el 56 % de la quema estimada de gas natural para ese año; todos tienen la característica de ser los principales productores de hidrocarburos en sus respectivas regiones y ser naciones en vías de desarrollo (NOAA, 2010) y (GGRF, 2010).

Tabla 1 Volúmenes estimados de gas natural quemado detectados por análisis satelital

Países	**Volumen de Quema (Billones de metros cúbicos)**						**Total, mundial en 2010 (%)**
	2005	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	
Rusia	59	50.6	52	40.6	46.2	35.2	26 %
Nigeria	21.6	18.9	16.3	15.1	14.9	15.2	11 %
Irán	12	12.6	11	10.4	10.3	11.3	8 %
Irak	7,6	7.7	7.2	7	8.3	9.1	7 %
Argelia	5.6	6.4	5.4	5.5	5.5	5.4	4 %
Angola	4.9	4.2	3.7	3.1	3.1	4.1	3 %
Kazajistán	6.2	6.2	5.5	5.2	5.2	3.8	3 %
Libia	4.7	4.4	3.8	3.8	3.7	3.8	3 %
Arabia Saudita	3.2	3.5	3.5	3.5	3.5	3.7	3 %
Venezuela	2.2	2.1	2.2	2.6	2.6	2.8	2 %
México	1.0	1.2	1.8	2.6	2.6	2.5	2 %
Indonesia	2.9	3.1	2.5	2.3	2.3	2.3	2 %
Qatar	2.8	2.9	3	3	3	2.2	2 %
Estados Unidos	2.2	2	2	2.3	2.3	2.1	2 %
China	2.9	2.9	2.6	2.3	2.3	2.1	2 %
Canadá	1.3	1.6	1.8	1.8	1.8	2.1	2 %

Uzbekistán	2,7	2.9	2.1	2.7	2.7	2.1	1 %
Omán	2.6	2.2	1.9	1.9	1.9	1.8	1 %
Malasia	1.8	1.9	1.8	1.9	1.9	1.5	1 %
Kuwait	2.6	2.6	.2	1.8	1.8	1.5	1 %
Total, de los 20	149.7	140	132.2	119.4	125.9	114.4	85 %
Resto del mundo	22.9	22.1	20	20	20.1	19.6	15 %
Total	172.6	162.1	152.2	139.4	146	134	100%

Fuente: Elaboración propia con datos de (NOAA, 2010) y (Birnur & Harriss, 2012).

En lo que respecta al volumen global de gas quemado podemos observar que se ha mantenido relativamente estable con una tendencia clara hacia la reducción, estando en 172.6 bmc en 2005, disminuyendo desde entonces hasta 134 bmc en el 2010, a pesar de las limitaciones en la información disponible es posible apreciar que el control de la quema sigue siendo un problema difícil de tratar para este grupo de naciones altamente productoras de hidrocarburos, pues su aplicación aun a la baja sigue representando un problema de desperdicio energético y daños medioambientales.

El análisis también reveló que cada país representa un contexto totalmente único, en donde se pueden presentar en algunos casos como el de Rusia, que a pesar de ser el país que más quema gas en el mundo, tuvo la disminución de volumen quemado más amplia, pasando de 59 bcm de 2005 a 35.2 bcm en 2010. Por otro lado, también estuvieron los países que se mantuvieron estables como Argelia, que se mantuvo entre los rangos de 5 y 5.5 bmc, Estados Unidos entre 2 bcm y 2.1 bcm, y Arabia Saudita entre 3 bcm y 3.7 bmc, todos sin presentar caídas o aumentos pronunciados, y finalmente y los casos más comunes fueron en los que se presentaron aumentos al final del periodo como: Nigeria, Irán, Angola, México, Venezuela y el más destacado Irak que paso de 7.6 bcm en el 2005 a 9.1 bcm en 2010; estas tendencias muestran que mientras algunos reducen su quema, otros países con aumentos en sus actividades de extracción de hidrocarburos llenan los espacios faltantes.

El estudio finalmente concluyó que las tendencias a la baja de los volúmenes de la quema se deben principalmente a la disminución de la producción de petróleo en algunos

países y a la construcción de gasoductos y centros de aprovechamiento, como en los casos de Rusia y Nigeria; mientras que para los que aumentaron existe una correlación con el aumento en sus actividades de extracción de yacimientos asociados y su ya evidente falta de infraestructura gasífera, por ejemplo, Venezuela y México (NOAA, 2010) y (GGRF, 2010). El estudio y sus resultados revelan claramente la intrínseca relación que la quema tiene no con la producción de gas, sino con la de petróleo asociado, misma que al solo buscar el aprovechamiento económico del petróleo, decide en grandes cantidades quemar ese excedente asociado de gas, situación que no ocurre en las extracciones de gas que buscan aprovecharlo y tienen los medios para hacerlo; por lo cual mientras más se produzca petróleo, la generación de quema se disparará exponencialmente, y de igualmente si la producción se reduce lo hace a si la quema.

El estudio demostró que los datos satelitales son una tecnología importante en la contribución para evaluar la magnitud, la distribución geográfica, periodicidad y la medición de la quema de gas natural, practica muchas veces en el campo de la opacidad, que es difícilmente cuantificada, pero que a través de esta técnica puede desvelar sus secretos por la increíble vista aérea que brinda, por lo cual a lo largo de esta investigación apoyara sus análisis en la valiosa información que la NOAA y ahora el Banco Mundial brindan sobre este desapercibido proceso (Birnur & Harriss, 2012).

1.6 ¿Por qué el daño medioambiental de los gases de efecto invernadero se mide en CO_2?

A lo largo de la historia, la humanidad siempre ha tenido la gran necesidad como especie de poder entender todos los elemento y procesos que nos rodean, además de la necesidad de poder agrupar y reducir los temas para facilitar la resolución de los problemas, siempre con una visión de poder resolver todo en un orden establecido en donde se ataca a la problemática que a criterio propio es la más grande y representativa, y por ende las problemáticas menos peligrosas en comparación, se resolverán en respuesta (Moreno, Speich, & Fuhr, 2020).

Desde que las emisiones de gases de efecto invernadero desde el ámbito científico empezaron a tener una clara inclinación a medirse en comparación con el dióxido de carbono, uno de los contaminantes más abundantes del planeta, que muchas actividades humanas e inclusive nuestro proceso de respiración lo genera; los ámbitos político y económico,

empezaron a adoptar la idea de la medida del carbono como un estándar que contenga todos los tipos de impacto medioambiental existentes provenientes de los GEI, y a poner al dióxido de carbono como ese enemigo en común que se debe de atacar, porque es el que mayoritariamente produce el ser humano; evidentemente esta reducción de un problema tan variado y complejo como lo son la contaminación proveniente de los GEI, ocasiona una forma altamente peligrosa de entender y atacar el problema, porque se tienden a dejar a grandes problemáticas como las emisiones de azufre que generan lluvia ácida o al metano que retiene mucho más calor que el dióxido de carbono, como problemas de emisiones menores, que al no ser tan frecuentes, su solución será una respuesta a la del problema más grande (Moreno, Speich, & Fuhr, 2020).

Pero esta discusión como afecta a la quema y el venteo, bueno estas actividades, tienen una estrecha relación con los GEI, al ser ambas principales emisores de dióxido de carbono por parte de la quema y de metano en la ventilación; y además de que la lógica habitual de la aplicación de la quema, es convertir el peligroso metano, en un elemento que a criterio de operadores y reguladores, es menos dañino en comparación; este sesgo que ocasiona que la medición de la peligrosidad se estandarice en el carbono, vende una falsa idea de que en comparación el metano es tan peligroso que es mucho mejor quemarlo para convertirlo en la preocupación central de los gobiernos del mundo, el daño que si se resuelve y no el que pasara desapercibido; cuando en la realidad no se termina de entender que el Dióxido de carbono si bien retiene menos calor, las emisiones de la quema se les suman a las de otras actividades humanas industriales que las generan, acumulando poco a poco cantidades de peligrosas emisiones en la atmósfera, que dentro de esta nueva lógica, es mejor por qué en teoría estamos trabajando en resolverlo.

Esta idea de que lo que mejor y que es peor, y como se mide desde el carbono, es la que hace peligrosa a la quema, la convierte en una práctica necesaria, que le quita valor al uso del gas natural, que brinda la idea que debe ser un proceso rutinario, que de no hacerse se liberaría un mal mucho mayor, intentando ocultar la realidad de que la quema lo único que hace es acelerar los problemas que ya existen, aportando con una contante dotación de dióxido de carbono a la atmósfera; la medición del carbono es una práctica sustentada en bases económicas que solo distorsionan los problemas y tiende a esconder lo realmente

importante, el cual es que la quema no debería en ninguna situación ser una práctica rutinaria y que su prohibición debe ser una realidad lo más pronto posible.

1.7 El aumento o disminución de la quema en relación con la importancia del gas natural, trasfondo de la problemática.

El venteo y especialmente la quema aparecieron casi a la par de inicio de las extracciones asociadas con petróleo; sin embargo, el valor que tenía el gas natural era nulo y era visto mucho más como una molestia por su dificultad de manipulación y utilización; la quema nace como una necesidad estratégica para poder deshacerse de ese recurso natural que no era aprovechable en ese momento y que impedía de cierta manera poder extraer todo el petróleo.

La tendencia de la quema se mantiene hasta nuestros días a pesar de que la tecnología para aprovechar el gas natural como gasoductos y turbinas de gas han crecido en demasía en los últimos años, siendo una respuesta directa a que aun esta actividad sigue siendo considerado por algunos sectores como no aprovechable en comparación con el carbón y el petróleo, negocios que históricamente se desarrollaron rápidamente mientras el gas era ventilado a la atmósfera.

Este apartado busca describir cómo se ha modificado la quema y el venteo a lo largo de la historia, qué factores han ayudado a que aumente o disminuya, y finalmente si eso se puede asociar con un mayor uso del gas dentro de la industria y la generación eléctrica. Para empezar es de vital importancia recordar que la recopilación y cuantificación de información sobre cuánto se quema en el mundo es una tarea relativamente reciente por lo que analizar que sucedía en el pasado lejano es una tarea sumamente imposible de manera matemática; pero si contamos cómo un punto de referencia lo visto dentro del apartado 1.1, la historia del gas natural y de la quema, en donde se reveló que el gas natural desde su descubrimiento hasta por lo menos antes de 1940 era mayoritariamente catalogado como un hidrocarburo subproducto del petróleo, por lo que podemos inferir que la quema era mucho mayor que lo que se producía y finalmente se consumía, situación que se veía agravada porque el empleo del petróleo y el carbón energéticamente era mucho mayor y por ende su desarrollo tecnológico y de aplicación era mucho más grande, lo que directamente relajaba la invocación y diversificación del gas natural y sus tecnologías asociadas, pues es innegable

que el ser humano sabía para qué servía el gas, pero simplemente existían fuentes energéticas que producían lo mismo y eran de una manipulación más fácil.

Gradualmente, pero no a la velocidad de los sectores petroleros y carboníferos, el sector gasífero fue perfeccionado sus tecnologías de gasoductos, turbinas y almacenamiento, penetrando poco a poco dentro de la matriz de consumo, en grados menores; fue hasta que en 1973 derivado de los conflictos en medio oriente, la Organización de los Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP), suspende sus exportaciones y abastecimiento de petróleo a la mayoría de las empresas internacionales de origen estadounidense y a Israel, y por su parte la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) cuadruplico el precio del petróleo crudo en represalia; obligando a los principales países consumidores de petróleo a tomar medidas para hacer frente a esta crisis petrolera, pues ahora el petróleo que antes se obtenía a precios muy bajos y en cantidades ilimitadas, ahora ya no será nada barato y no sería posible continuar produciéndolo en cantidades tan grandes (Wionczek & Shinohara, 1982) y (Deffeyes, 2006).

Esta nueva realidad energética permitió al abundante gas natural encontrar tanto un nicho de uso, como una abertura para poder experimentar un crecimiento exponencial en cuanto a su uso como nunca lo habían vivido, mismo que se vio reflejado en una disminución gradual de la quema y su amplia separación de la producción, pues ahora el gas era necesario para suplir al recurso estrella que siempre lo había delegado y la quema en este punto era una práctica mayoritariamente inviable, sufriendo esta vez el gas natural una revalorización, pues la tecnología y el conocimiento en este momento eran tan fuertes que permitían sacar mayor partido al gas natural (Wionczek & Shinohara, 1982) y (Deffeyes, 2006).

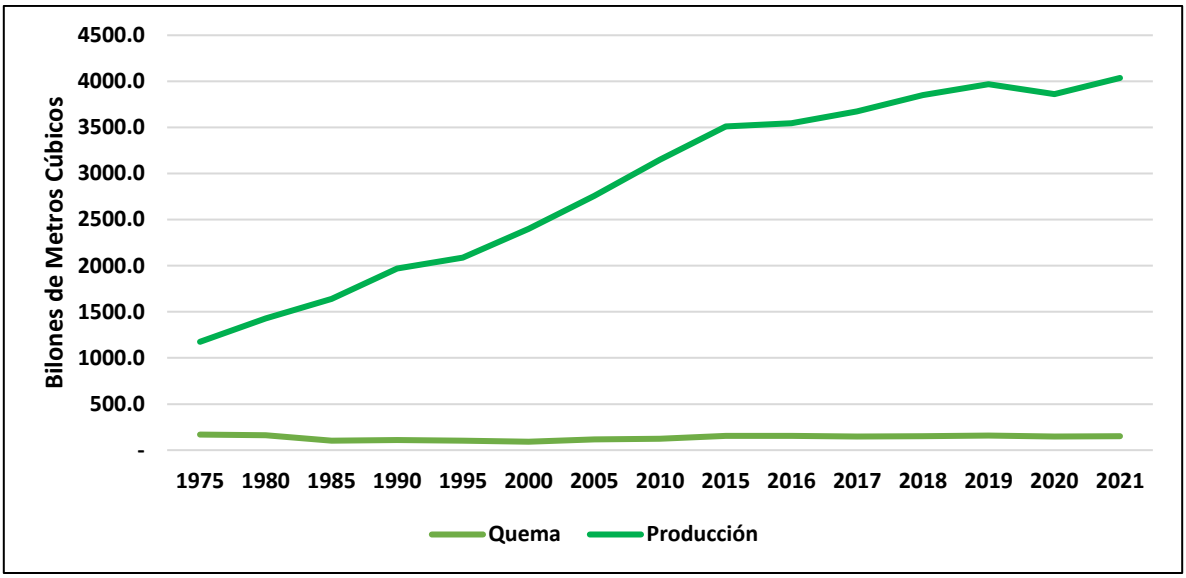
Este proceso se puede apreciar en la siguiente **en donde** se muestran la producción y quema de gas desde 1975 hasta el 2021 en comparación; se puede ver en la parte izquierda de la gráfica, cómo tanto producción y quema, parece que en algún momento del pasado no se encontraban distantes uno del otro, siendo correcto decir que inclusive la quema en su momento puedo haber consumido la mayoría de lo que se producía, pues la separación en el año 1975 era bastante corta con una producción mundial de 1, 175 bcm y una quema de 168.9 bcm.

Sin embargo, la constante integración del gas natural a la matriz de consumo y producción de hidrocarburos ha creado actualmente una brecha enorme entre ambos factores, representando para 2021 una producción de 4,036.8 bcm y una quema de 152.6 bcm. La amplia separación entre factores podría dar respuesta a la pregunta de por qué en la actualidad el tema de la quema pasa bastante desapercibido como una actividad peligrosa para la sociedad en general, pues siempre en comparación es minúsculo lo que se quema con lo que se aprovecha, aunque la quema es mucho más peligrosa de lo que parece, sobre todo en una sociedad altamente dependiente de energía y al borde de un colapso medioambiental, que cada vez más requiere una producción mayor de petróleo, misma que se puede asociar al aumento de la quema de gas asociado.

Gráfica 2 en donde se muestran la producción y quema de gas desde 1975 hasta el 2021 en comparación; se puede ver en la parte izquierda de la gráfica, cómo tanto producción y quema, parece que en algún momento del pasado no se encontraban distantes uno del otro, siendo correcto decir que inclusive la quema en su momento puedo haber consumido la mayoría de lo que se producía, pues la separación en el año 1975 era bastante corta con una producción mundial de 1, 175 bcm y una quema de 168.9 bcm.

Sin embargo, la constante integración del gas natural a la matriz de consumo y producción de hidrocarburos ha creado actualmente una brecha enorme entre ambos factores, representando para 2021 una producción de 4,036.8 bcm y una quema de 152.6 bcm. La amplia separación entre factores podría dar respuesta a la pregunta de por qué en la actualidad el tema de la quema pasa bastante desapercibido como una actividad peligrosa para la sociedad en general, pues siempre en comparación es minúsculo lo que se quema con lo que se aprovecha, aunque la quema es mucho más peligrosa de lo que parece, sobre todo en una sociedad altamente dependiente de energía y al borde de un colapso medioambiental, que cada vez más requiere una producción mayor de petróleo, misma que se puede asociar al aumento de la quema de gas asociado.

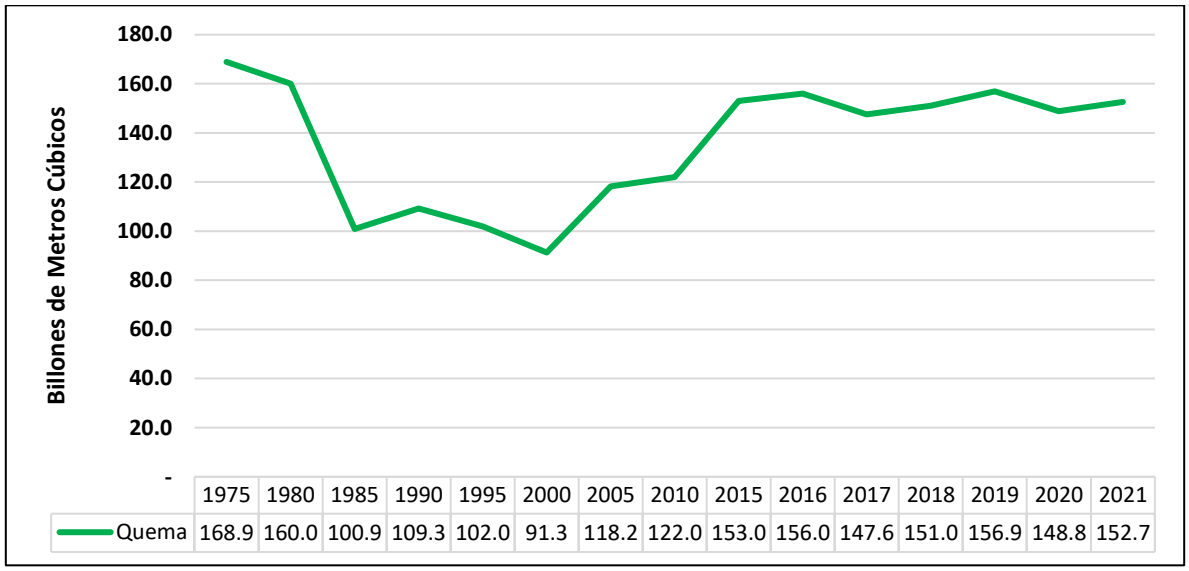
Gráfica 2 Consumo y Quema de Gas Natural Mundial de 1975-2021.



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

En relación con los factores que influyen en el incremento y disminución de la generación de la quema dentro del periodo 1975-2022, se puede observar en la siguiente ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**,** que la quema desde 1975 hasta el 2000 a n ivel mundial experimentó una gradual caída en su aplicación pasando de 168.9 bcm en 1975 a 95.3 bcm en el 2000, esta reducción es una respuesta directa del aumento en el uso del gas natural dentro de diversas actividades humanas como lo es la generación eléctrica, actividades industriales, petroquímica y sus aplicaciones en el sector automovilístico, provocado por los efectos de la revalorización del gas natural durante los 70 y también gracias a que los capitales fluían hacia el sector científico y tecnológico del gas natural, la innovación en las herramientas de aprovechamiento como gasoductos, poliductos, centros de compresión, turbinas, etc., favorecían enormemente la producción y consumo, y por ende la quema pierde campo de acción (Hakes, 2000).

Gráfica 3 Quema de Gas Natural Mundial de 1975-2021



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

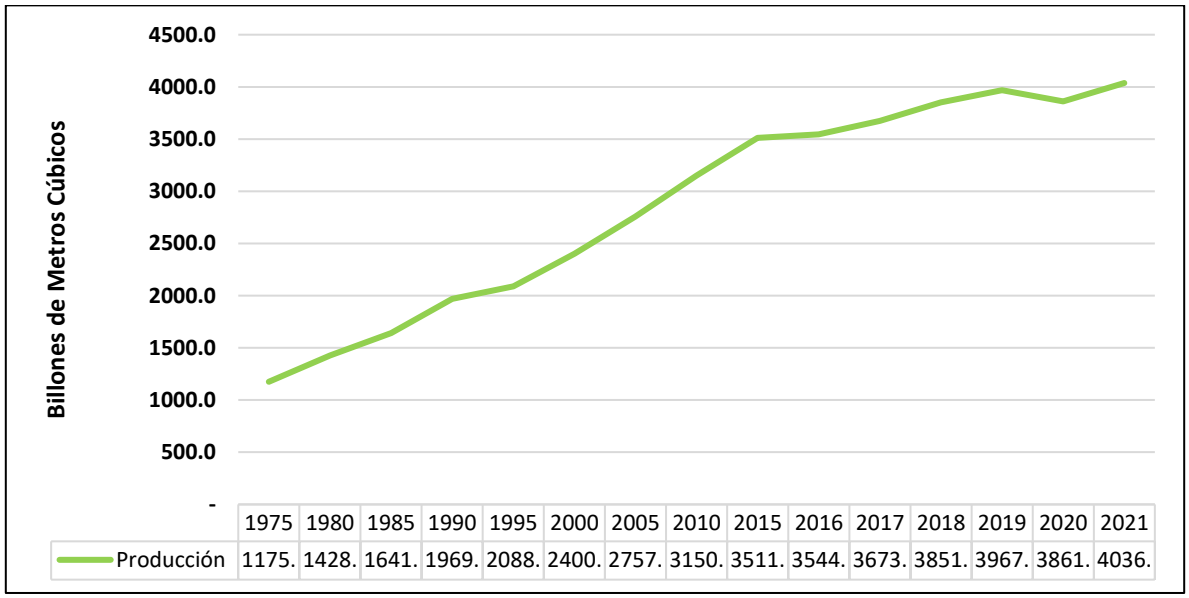
Pero la disminución de la quema duraría poco, pues desde el 2000 hasta el 2020 el desarrollo de la práctica de la quema empezó a aumentar ligeramente año con año, todo en respuesta a los procesos económicos y geológicos que azotaron el mundo en ese momento, siendo el más destacado la revolución de los recursos no convencionales en los Estados Unidos, país que en la búsqueda de su independencia y seguridad energética, impulso desde los años 70 el desarrollo de la fracturación hidráulica, principal técnica para obtener el petróleo y el gas no convencional de la corteza económicamente lo que les permitió pasar de un país importador y convertirse en un productor y exportador en un tiempo récord; por lo cual era de esperarse que esta bonanza de nuevos recursos fósiles por aprovechar, sobrepasaran a una industria gasífera y petrolera sin experiencia en el transporte y el procesamiento, no pudieron manejar en ese momento las riquezas de hidrocarburos, especialmente en los yacimientos asociados, lo que finalmente creo grandes campos de quema al norte y sur del país en el que se deshacen del producto que no se puede usar o transportar por la falta de gasoductos o centros de procesamiento (Meng, 2017).

Estados Unidos en ese momento desarrolló una predilección por el sector petrolero en respuesta directa a sus incesantes intentos de controlar los precios del mismo, compitiendo en la producción con grandes potencias convencionales miembros de la OPEP, como Argelia, Irán, Venezuela o Nigeria, mismos que también alentaron el aumento en la quema por la

incesante producción de yacimientos asociados en donde el petróleo era el producto estrella, mientras el gas un sobrante.

En la **Gráfica 4**, se muestra la producción mundial de petróleo, la cual a pesar de la crisis del petróleo iniciada en los años 70 y las caídas de los precios, nunca decayó significativamente, lo que indica que los intentos de control de los precios fue una realidad que alimentó la sobreproducción de petróleo y directamente mantuvo la quema de gas como una práctica vigente (Meng, 2017).

Gráfica 4 Producción Mundial de Gas Natural 1975-2021



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Como último tópico, sobre el tema de la evolución de la quema sería importante destacar lo ocurrido en el año 2019 y que tuvo una repercusión en el año posterior 2020; el cual fue una disminución tanto en producción y quema gracias a los efectos de la pandemia de COVID-19; la cual generó una detención generalizada de las actividades humanas y una consecuente caída en la demanda de petróleo, lo que ocasionó una detención parcial de las actividades de extracción y por ende de la quema, pues sino se extrae petróleo asociado qué gas se va a quemar (Hernández I. , 2020).

Este proceso podría quedar como anecdótico, pues para el año 2021, como se aprecia en ambas gráficas, la quema y la producción poco a poco se han ido recuperando gracias a las acciones emergentes de países y compañías de hidrocarburos para estabilizar el mercado

y continuar aumentando la producción de estos recursos; pero el COVID-19, vino a mostrarnos dos cosas importantes.

La primera y más crucial, es que mostró que la quema está ampliamente relacionada con de la producción de petróleo asociado y no tanto de la producción independiente de gas natural, pues como ya se sabe el gas al poder existir yacimientos independientes sin petróleo, mismos que habitualmente no se queman, pues quien busca explotarlos es porque le interesa su aprovechamiento al máximo, mientras que los asociados de petróleo al contener 2 hidrocarburos, el de menor valor en este caso el gas será desechado, sino existen intereses corporativos para explotarlos, y como ya hemos visto las empresas que buscan la explotación de petróleo asociado, principalmente cuentan con los recursos económicos y tecnológicos para manejar el petróleo extraído no el gas; con esta afirmación no se busca reducir a que toda la quema proviene del petróleo asociado y que las producciones de gas consumen todo el recurso, sino que más bien la inmensa mayoría proviene de las explotaciones asociadas.

Mientras que la segunda es que nos mostró la fragilidad de nuestros sistemas energéticos y económicos ante este tipo de crisis que tienden a expandirse con facilidad y modificar el estilo de vida de los seres humanos.

La reducción de la quema frente a la producción de gas significa entre otros factores que el gas natural de estos yacimientos asociados y los no asociados ha encontrado nichos de uso a lo largo del tiempo en las diversas actividades humanas existentes; el gas natural desde su descubrimiento tuvo usos mucho más locales que otros hidrocarburos, debido inicialmente a su composición gaseosa, pero, aun así, los usos rudimentarios que tenía estaban ampliamente relacionados con la combustión y la generación de una flama, que emitía algún tipo de energía ya sea calorífica o lumínica; esta capacidad de generación energética ha delimitado en gran medida los usos que le damos al gas actualmente, siendo el más destacado la generación de electricidad.

Para apreciar la evolución del empleo dentro de este sector y explicar cómo su inclusión ha permitido directamente reducir la generación de quema debido a que el gas ahora se utiliza mayoritariamente, se presenta la siguiente **que muestra** la matriz de generación eléctrica mundial por fuente en porcentaje dentro del periodo de 1985 a 2021; a primera vista se puede apreciar que el gas natural dentro de la generación eléctrica experimentó un crecimiento

acelerado desde 1990 hasta el 2010, desde donde se ha mantenido como la segunda fuente de generación eléctrica a nivel mundial, con porcentajes que rondan el 22 % hasta la actualidad, cuando en 1985 con el 14.4 % se ubicaba como la cuarta fuente, detrás del carbón, las hidroeléctricas y la energía nuclear.

El crecimiento en la utilización del gas natural para crear electricidad se explica por la revalorización del gas natural como fuente de energía a partir de la crisis petrolera y posterior integración de los recursos no convencionales a la ecuación, apreciándose este proceso en que en el mismo periodo de crecimiento del gas el petróleo sufrió un periodo, pero de decrecimiento, alcanzando ambos el mismo año 2010 uno de sus puntos más altos y bajos respectivamente, de 22.7 % para el gas y 4.4 % para el petróleo, siendo este último el que seguiría de cayendo en su uso en el sector pasando de ocupar la posición quinta en 1985 con 11.2 % de participación a la sexta en 2021 con 2.5 %.

Este paralelismo representa que la utilización del gas natural en el sector eléctrico remplazó a las aportaciones que venía teniendo el petróleo hasta la fecha y que fueron sustituidas por el hidrocarburo con el mayor equilibrio entre su costo y eficiencia, además de una mayor abundancia, y que el petróleo ahora sería más que nunca una de las piezas fundamentales del transporte humano en todas sus facetas.

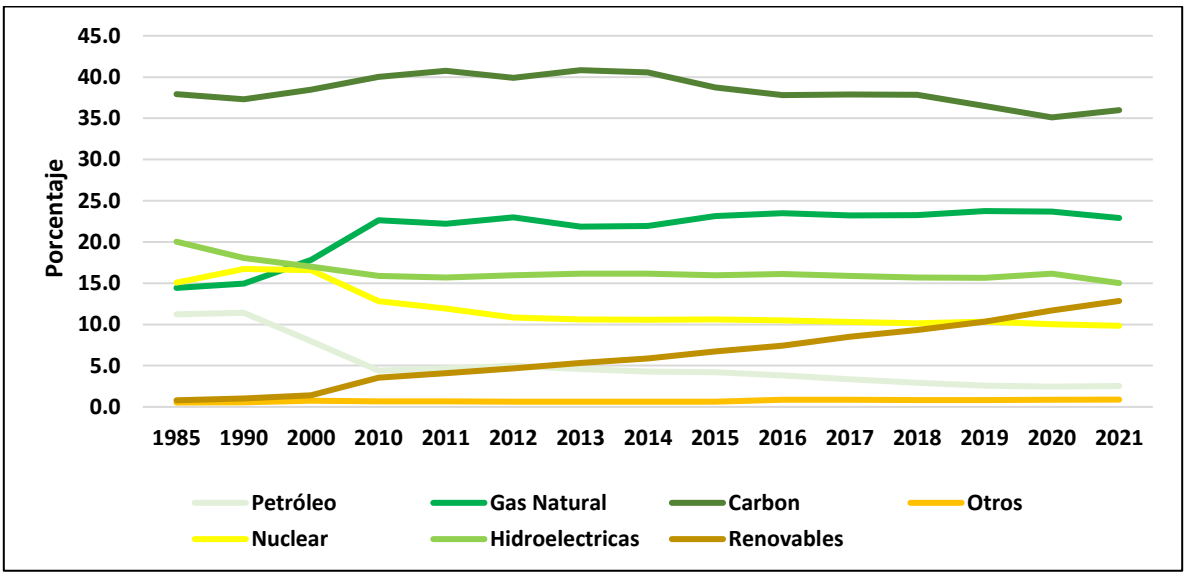
Gráfica 5, que muestra la matriz de generación eléctrica mundial por fuente en porcentaje dentro del periodo de 1985 a 2021; a primera vista se puede apreciar que el gas natural dentro de la generación eléctrica experimentó un crecimiento acelerado desde 1990 hasta el 2010, desde donde se ha mantenido como la segunda fuente de generación eléctrica a nivel mundial, con porcentajes que rondan el 22 % hasta la actualidad, cuando en 1985 con el 14.4 % se ubicaba como la cuarta fuente, detrás del carbón, las hidroeléctricas y la energía nuclear.

El crecimiento en la utilización del gas natural para crear electricidad se explica por la revalorización del gas natural como fuente de energía a partir de la crisis petrolera y posterior integración de los recursos no convencionales a la ecuación, apreciándose este proceso en que en el mismo periodo de crecimiento del gas el petróleo sufrió un periodo, pero de decrecimiento, alcanzando ambos el mismo año 2010 uno de sus puntos más altos y bajos respectivamente, de 22.7 % para el gas y 4.4 % para el petróleo, siendo este último el que

seguiría de cayendo en su uso en el sector pasando de ocupar la posición quinta en 1985 con 11.2 % de participación a la sexta en 2021 con 2.5 %.

Este paralelismo representa que la utilización del gas natural en el sector eléctrico remplazó a las aportaciones que venía teniendo el petróleo hasta la fecha y que fueron sustituidas por el hidrocarburo con el mayor equilibrio entre su costo y eficiencia, además de una mayor abundancia, y que el petróleo ahora sería más que nunca una de las piezas fundamentales del transporte humano en todas sus facetas.

Gráfica 5 Porcentaje de participación de cada fuente en la generación eléctrica mundial (1985 a 2021)



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

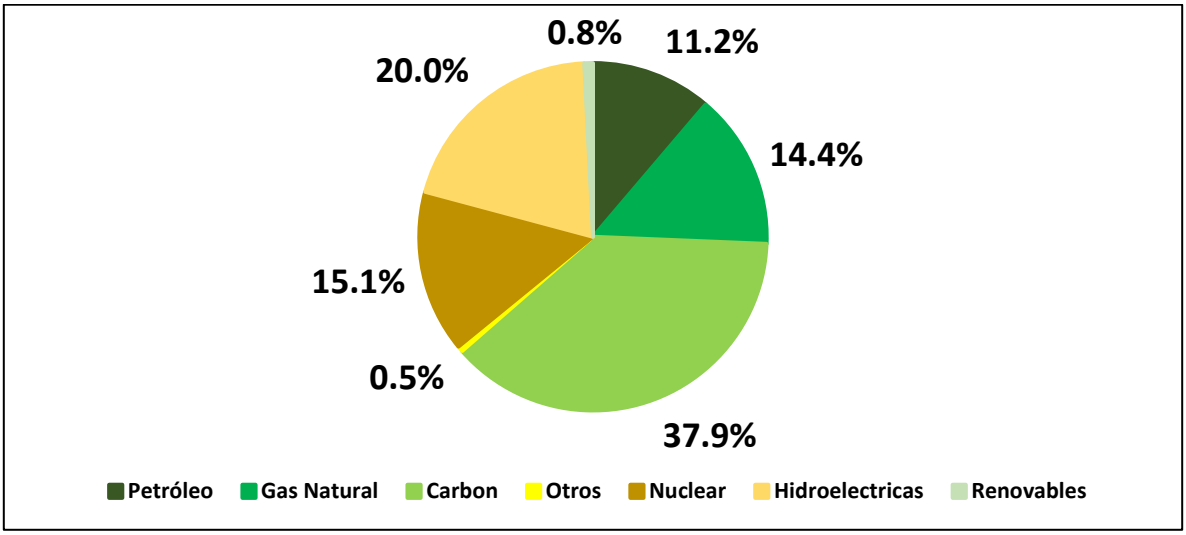
Para finalizar con el análisis de la evolución de la participación del gas natural en la generación eléctrica y posible respuesta a la reducción de la quema de gas natural, por una forma de revalorización del gas, es importante comparar los registros de matrices energéticas, de la más antigua que se tenga registrada y la más reciente para entender cómo el uso ha evolucionado y ver en qué punto estamos ahora.

Para tal cometido se presentan la **Gráfica 6** que contiene la matriz energética de 1985 y la **Gráfica 7** representando al 2021, lo primero que se observa es la amplia hegemonía que tiene el carbón dentro del sector, y que puede ser debido a que de los 3 recursos fósiles dominantes, es el que históricamente ha tenido mayor desarrollo por ser el primero en ser

descubierto a través de la minería, es de una facilidad mayor su extracción y su manipulación es la más sencilla, por su estado sólido.

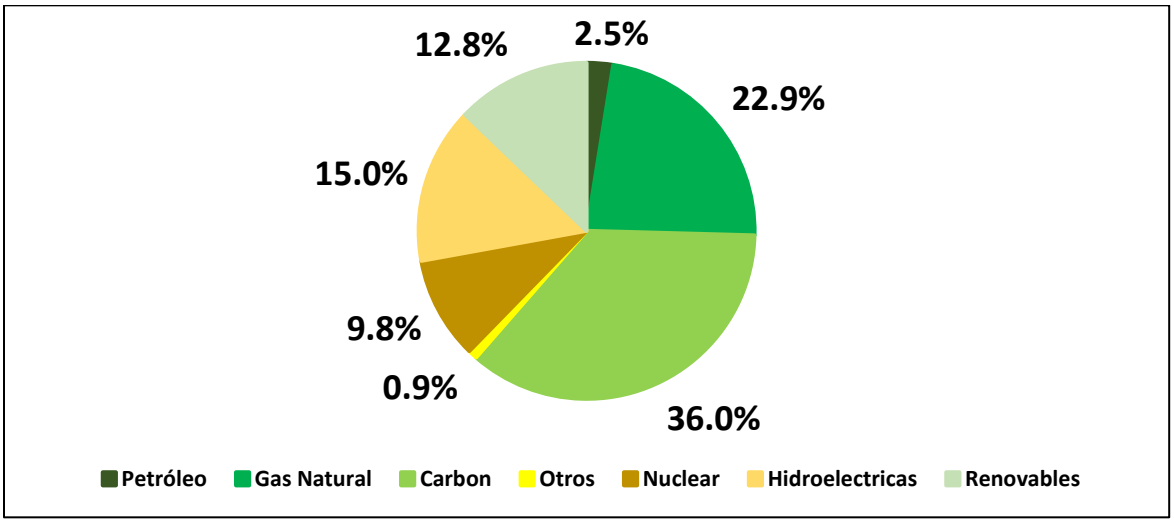
En lo que respecta al gas natural destaca por ser el recurso que más ha crecido en aportación pasando de un 14.4 % a un 22.9 %, a pesar de competir con tecnologías de generación bien establecidas como la energía nuclear que, a pesar de su eficiencia, ha reducido su participación de 15.1 % a 9.8 % debido a la mala imagen que los recursos radiactivos tienen por accidentes como Chernóbil e Hiroshima, mismos que son esporádicos, pero de ocurrir tanto por errores humanos o naturales se libera la energía radiactiva que al no estar contenida representa una amenaza para la vida orgánica, y también compitiendo con generaciones eléctricas de tecnologías novedosas como las renovables que igual han ganado amplio terreno, apoyadas por iniciativas medioambientales y sociales de valorar los recursos que la naturaleza nos brinda, pasando de 0.8 % de participación en 1985 a 12.8 % en 2021, lamentablemente la intermitencia natural de los recursos que emite la naturaleza merma muchas veces su capacidad de atender la creciente demanda de energía.

Gráfica 6 Matriz de generación eléctrica mundial de 1985, por fuente



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Gráfica 7 Matriz de generación eléctrica mundial de 2021, por fuente

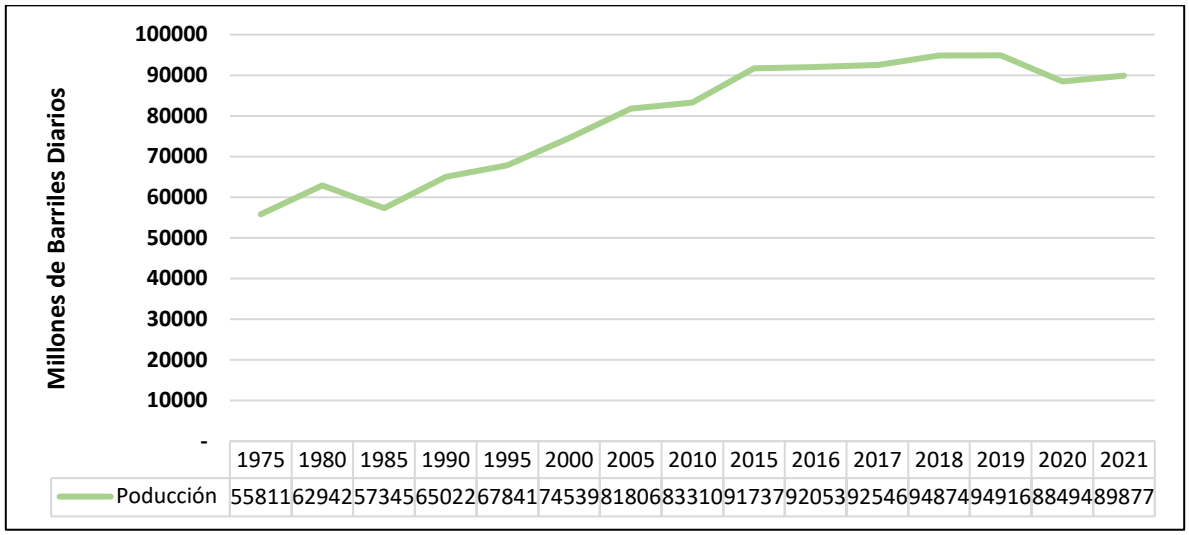


Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Si bien el gas natural ha podido encontrar un nicho en un sector tan rentable como la generación de electricidad, ayudando a mantener los niveles de quema estables y bajos, no debemos olvidar que la producción de la quema está relacionada mayoritariamente con la del petróleo, como se observó en la ¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**,** donde se p uede apreciar que la quema no se ha eliminado a pesar del uso del gas en el sector eléctrico; esto ocurre porque si bien el petróleo perdió influencia en la generación eléctrica, la ha adquirido o aumentado en otros sectores menos diversificados, como lo es el sector del autotransporte o la petroquímica, en donde llega a tener cerca del 67 %[3] de la participación (Energy Information Administration, 2021); esto primeramente refleja que la producción de petróleo no se ha reducido a la par del mayor uso del gas **Gráfica 8**, sino que las extracciones han aumentado en relación con la demanda cada vez mayor del escaso recurso, esta es una prueba innegable de la relación de la quema y la producción del petróleo y no de la del gas, que si bien el consumo del gas puede mantener una estabilidad en la quema, quien realmente marca una pauta es el petróleo, y como se ha visto la quema no se reduce porque el petróleo, cada vez se produce más, siendo grandes excepciones grandes eventos como la pandemia de COVID-19, en donde tanto quema como producción de petróleo se redujeron.

[3] Sector automotriz y combustibles

***Gráfica 8 Producción Mundial de petróleo* 1975-2021**



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Pero porque ocurre esta asociación quema-petróleo, como se ha mencionado en apartados anteriores, la quema es una respuesta directa a los intereses económicos de las empresas petroleras, que, al buscar explotar un yacimiento de petróleo asociado, encontraran inevitablemente cantidades de gas natural, que a su criterio y objetivos, podrán aprovechar o tomar la opción mayoritaria que es la quema, para deshacerse de un producto que desde un principio no han buscado aprovechar y que habitualmente tiene reglas para su liberación; es por esta razón que mientras el consumo de petróleo siga al alza, la quema se mantendrá como un constante acompañante en el sector, levemente afectado por el cómo y cuánto se usa el gas y lo atractivo económicamente que puede ser aprovecharlo para las empresas del petróleo.

En conclusión, se puede afirmar que la quema de gas natural es un proceso altamente ligado con el uso que el ser humano pueda darle dentro de sus actividades al gas natural como hidrocarburo y en menor medida con el peso económico que pueda tener el petróleo en general, pues mientras más se necesite el gas natural para la generación eléctrica; por ejemplo, la quema se reducirá exponencialmente.

Ahora a diferencia del pasado tiene un valor grande, por lo que los incentivos económicos fluyen con una mayor facilidad hacia el sector, lo que también ayuda al creciente uso de sus tecnologías de aprovechamiento y transporte, que permiten utilizarlo de una

manera más eficiente y poder transportarlo a mayores distancias, ya no importando su composición física gaseosa; mientras que la relación con el petróleo, es la respuesta al porqué la quema no desaparece totalmente y mantiene como una práctica baja, pero constante, pues la quema al estar ligada a la producción acelerada de los yacimientos asociados que principalmente buscan el aprovechamiento del petróleo, siguen sufriendo de un mercado de hidrocarburos selectivo que preferentemente busca aprovechar el petróleo.

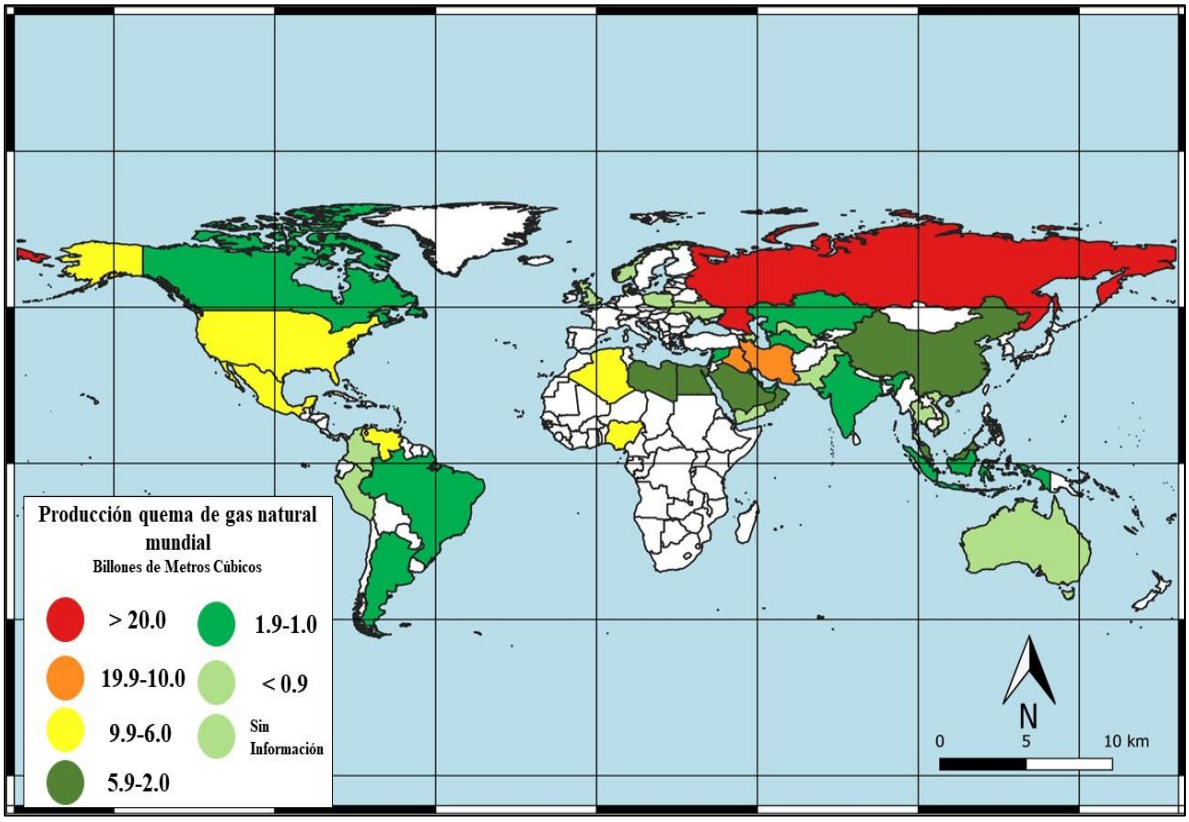
B-Cuantificación de emisiones y quema a nivel mundial

2.1 Contexto internacional, principales países que realizan la actividad

La quema a nivel mundial actualmente es una práctica ampliamente utilizada por muchas de las naciones de mundo en menor o mayor medida, como se puede observar en el siguiente mapa, en donde se clasifican a todos los países del mundo con información disponible sobre sus niveles de quema para el año 2021; a primera vista podemos apreciar que para el 2021 Rusia es la nación que más quemó gas natural en el mundo, con 26.4 bcm, teniendo una amplia diferencia con el segundo y tercer puesto, que están marcados en color naranja, siendo Irán e Irak, que cuentan con quemas equivalentes a 18.5 bcm y 17.7 bcm, cada uno respectivamente.

Hasta ahora los primeros 3 países se caracterizan por ser potencias en la generación de hidrocarburos tanto gas natural como petróleo, siendo Rusia el segundo productor mundial de gas natural con 701.7 bmc para 2021, Irán el tercero con 256.7 bmc e Irak el quinto, pero de producción petrolera con 4,102,000 MMbd para 2021; los niveles de quema se explican tanto por qué los 3 países están ubicados en zonas geográficas que tienen un amplio reservorio de recursos convencionales, como lo es las cercanías del mar Aral, Medio Oriente y las costas del Golfo Pérsico, y porque también Rusia e Irán tienen una industria petrolera considerable ocupando la cuarta y octava posición respectivamente entre los países con las mayores producciones de petróleo, que es alimento principal de la actividad de la quema, y ni hablar de Irak país con una producción parcialmente enfocada al petróleo y que por consiguiente dentro de los abundantes yacimientos asociados, el gas natural pasa a segundo plano y a quemarse dentro de las chimeneas (BP, 2022) y (USGS, 2021).

Mapa 1 Generación de quema de gas natural mundial del 2021.



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022) y (Banco Mundial, 2022).

En la siguiente categoría marcada con el color amarillo, se encuentra un grupo de 5 países que de igual manera se caracterizan por ser grandes productores de hidrocarburos y por tener importantes reservas fósiles, pero que cuentan con contextos sociales y económicos específicos que pueden dar respuesta a las cantidades elevadas de quema de gas natural; en cuarto y quinto lugar se encuentran dos países con realidades muy diferentes, e inclusive también con tipos de hidrocarburos que extraen.

El primero de ellos es Estados Unidos, país que en los últimos años ha experimentado un importante crecimiento en sus extracciones gracias al descubrimiento de importantes yacimientos de recursos no convencionales y a su perfeccionamiento de la técnica para obtenerlos: el *Fracking*, lo que lo ha posicionado como el principal productor a nivel mundial tanto de petróleo como gas natural, por lo que es de esperarse que un desarrollo tan acelerado conlleve niveles de quema considerables, como lo son 9.7 bcm; esta quema está relacionada con cómo la industria se ha adaptado parcialmente al crecimiento acelerado en la producción

de ambos hidrocarburos, cuando hasta hace unos años era casi nulo, enfrentando a una industria inexperta a un negocio que creció en demasía, en pocas palabras se podría afirmar que la industria estadounidense tiene actualmente un mercado que no puede manejar, porque no cuenta con los medios tecnológicos, para transportarlos, procesarlo y utilizarlo.

Y, por otro lado, tenemos a la potencia de los recursos convencionales de América: Venezuela, país con una situación política internacional complicada por diversos conflictos, que han sometido al país a una serie de sanciones económicas que han mermado su situación, obligando al país a sostenerse en su producción petrolera como medio para sobrellevar las sanciones, esta importancia a la producción petrolera ocasiona que el gas natural de menor valor dentro de este entorno tenga los niveles de quema que se reportan que equivalen a 9.2 bcm (Banco Mundial, 2022) y (Energy Information Administration, 2015).

Posteriormente, se encontrarían los países de Argelia, México y Nigeria con 8.1 bmc, 7.8 bmc y 6.5 bmc; sobre el primero es importante destacar que es el mayor productor de gas natural en el continente Africano 100.8 bmc para el 2021, lo que lo convierte después de Rusia en el segundo importador de gas natural al continente europeo, todo por medio de una serie de gasoductos que atraviesan el mar Mediterráneo conectando las zonas productivas del norte de África con países como Italia o España; Argelia es un país con pocos recursos naturales, pero con una de las reservas más grandes de hidrocarburos, pues también su producción petróleo es alta colocándose en el nivel 16 mundial, por lo que la quema es una práctica habitual (BP, 2022) y (USGS, 2021).

Respecto a México y su quema podemos destacar que se trata de un país con una situación geográfica que juega tanto a su favor como en contra, la cual es localizarse al sur de los Estados Unidos, país que ejerce como un relevante polo de desarrollo para la región, pero también limita las extracciones de gas natural que puede tener México, a través de la venta de gas natural del norte de Texas, siendo México el noveno consumidor de gas natural en el mundo, con cerca de 88.2 bmc anualmente, si bien el país tiene capacidad en sus reservas para cubrir su demanda con una hipotética producción, las decisiones de autoridades y gobiernos tanto locales como extranjeros, limitan la acción en las extracciones de gas que se ubican en el lugar 25 a nivel mundial con 29.2 bmc para el 2021, enfocándose en su producción petrolera que se ubica a nivel mundial en la posición 12 con 1928 bbl en 2021,

por lo que la respuesta a los niveles de producción de quema son evidentes, por su asociación directa con el petróleo.

El caso de la quema de México en relación con otros países pares de la producción de hidrocarburos en general como Venezuela, Estados Unidos o Rusia es que a diferencia de ellos que son grandes productores de uno o ambos recursos, México no podría catalogarse como un líder en la producción mundial ni de gas y de petróleo como un productor medio, esto ocasiona que la quema en el país sea una acción mucho más grave, pues en esos países podría existir una justificación de que la quema es un resultado que acompaña a las grandes producciones, mientras que en la situación mexicana solo se estaría quemando el gas solo por quemarse, no teniendo ninguna asociación con alguna producción de gas, y ya ni hablar de poder utilizarlo, ya que esta situación es tan grave que México importa cerca del 60 % de su consumo natural de gas; nos encontramos ante uno de los casos más peculiares de la quema, un país que literalmente prefiere comprar antes que utilizar sus riquezas propias, desasiéndose a través de la quema de un vital recurso para su soberanía energética.

Finalmente, para Nigeria, el principal productor de petróleo en África, la situación de inestabilidad económica, social y ambiental es un factor que juega en su contra y que delimita las extracciones del país a una mayoritaria predilección por el petróleo, que ha consecuentemente aumentado sus niveles de quema a la par del crecimiento de su producción (BP, 2022).[4]

Para el resto de los países marcados en tonalidades verdes podemos observar casos interesantes como el de Arabia Saudita, que a pesar de tener la segunda producción petrolera a nivel mundial con 10,954,000 MMbd y la octava gasífera de 117.3 bmc, es el décimo país que quema gas natural con 2.8 bmc, inferiores a países que producen mucho menos de ambos hidrocarburos como México, Argelia o Venezuela, siendo tal vez resultado de un mejor aprovechamiento de los recursos de gas natural; mientras que Libia, el noveno quemador de gas a nivel mundial, quema casi tanto gas natural como el que finalmente se produce, siendo la quema de 5.9 bmc y de producción de 12.4 bmc (BP, 2022) y (USGS, 2021).

[4] Los casos de México, Estados Unidos se abordarán a profundidad más adelante dentro de la parte dos del presente trabajo, como casos representativos de los daños que la quema puede hacer más allá del desperdicio económico y como es que se vive dentro de los contextos convencionales (México) y no convencional (Estados Unidos).

La quema, como hemos visto especialmente ha encontrado un nicho en los países considerados como las grandes potencias de la extracción de hidrocarburos; muestra de ello es la siguiente **Tabla 2** que compara los 10 principales países productores de gas, petróleo y de quema de gas natural, en el planeta, en el 2021. Se aprecian amplias similitudes entre los que más producen uno o ambos hidrocarburos, también lideran las posiciones más altas en la quema; como lo es Rusia que ocupa posiciones importantes en la producción de ambos hidrocarburos, destacando el gas natural y que ocupa el primer lugar en quema o Estados Unidos líder en ambas producciones, pero ocupan una posición en quema mucho más baja, la quinta posición.

El orden que los países tiene en la quema en relación con la producción es un reflejo directo de la posición que representa el gas natural para sus conveniencias económicas y sociales nacionales, por ejemplo como ya se ha mencionado México tiene relevantes yacimientos de gas, pero el poco que se extrae se quema sin control en las antorchas, por la influencia que la venta de gas natural proveniente de los Estados Unidos, limitando el alcance que puede tener el sector para captar el gas de yacimientos asociados que se saca y quitárselo a la quema, o, por otro lado, como Estados Unidos que ocupa los primeros sitios de producción, pero no en la quema, gracias a que cuenta con el sistema de gasoductos más grande del mundo, que si bien está lleno de problemas estructurales y de funcionamiento, cumple parcialmente la función de captar la mayor cantidad de gas posible, inclusive consiguiendo su exportación y arrebatándosela a la quema (BP, 2022) y (Energy Information Administration, 2015).

Tabla 2. 10 Principales países productores de petróleo, gas natural y quema en 2021

Lugar	País	Producción de gas natural (Bmc)	País	Producción de petróleo (MMbd)	País	Quema de Gas Natural (Bmc)
1	Estados Unidos	**934.2**	Estados Unidos	**16,585,000**	Rusia	**26.4**
2	Rusia	**701.7**	Arabia Saudita	**10,954,000**	Irán	**18.5**

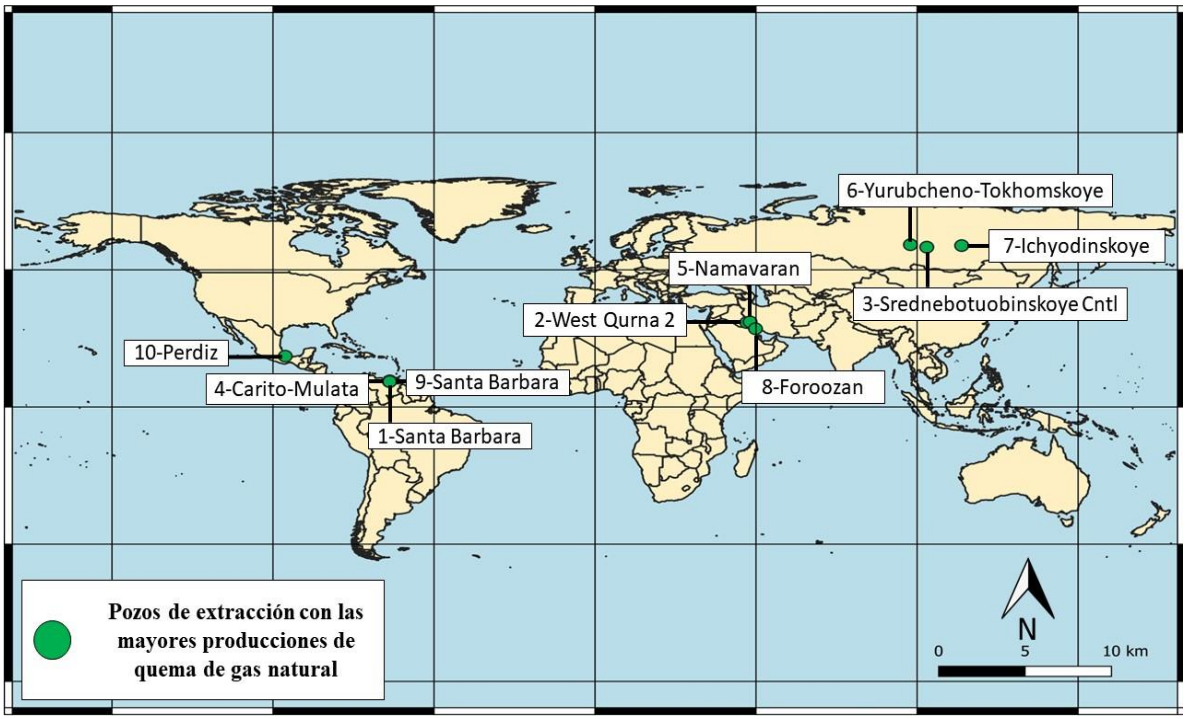
3	Irán	**256.7**	Rusia	**10,944,000**	Irak	**17.7**
4	China	**209.2**	Canadá	**5,429,000**	Estados Unidos	**9.7**
5	Qatar	**177.0**	Irak	**4,102,000**	Venezuela	**9.2**
6	Canadá	**172.3**	China	**3,994,000**	Argelia	**8.1**
7	Australia	**147.2**	Emiratos Árabes Unidos	**3,668,000**	México	**7.8**
8	Arabia Saudita	**117.3**	Irán	**3,620,000**	Nigeria	**6.5**
9	Noruega	**114.3**	Brasil	**2,987,000**	Libia	**5.9**
10	Argelia	**100.8**	Kuwait	**2,741,000**	Arabia Saudita	**2.8**

Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022) y (Banco Mundial, 2022).

Dentro de cualquier país que extraiga hidrocarburos existen zonas específicas dentro de su territorio que se destinan enteramente a la extracción, se ubican sobre los yacimientos geológicos y contienen enormes cantidades de pozos que perforan la corteza y hacen brotar tanto petróleo como gas natural; los pozos de países como los ya mencionados normalmente tienen acoplados sistemas de antorchas y son las principales fuentes emisoras de la quema del natural; entre estos grupos de pozos, las cantidades que se queman nunca son iguales y dependen de la cantidad de los hidrocarburos dentro del yacimiento y la forma de acceso de la perforación al pozo.

A través de la detección satelital se pueden observar y analizar los pozos con los mayores niveles de quema, mostrándonos cuáles son las zonas más activas en la práctica y que coinciden enteramente con lo visto previamente; a continuación, se presenta el **Mapa 2** que contiene la localización de los 10 principales pozos que quemaron gas natural en el mundo, en 2021.

Mapa 2 Los 10 principales pozos de extracción de hidrocarburos que más queman gas natural (2021).



Fuente: Elaboración propia con datos del (Banco Mundial, 2022).

En el mapa se puede observar primeramente que el pozo que más quemó gas en el mundo en 2021 se localiza en Venezuela, dentro del campo Santa Bárbara, en el oriente del país, cercano a la frontera con Guyana, siendo propiedad de la empresa PDVSA, con una quema de 1,331,80 millones de metros cúbicos de gas natural, y representando pérdidas económicas aproximadas de 152, 850 millones de dólares, revisar **Imagen 2** (Banco Mundial, 2022).

Imagen 2 Quema de Gas Natural en el campo Santa Bárbara, Venezuela

Fuente: (Google Maps, 2022) y (Banco Mundial, 2022).

Le sigue un pozo Iraquí del campo West Qurna de la empresa LUKOIL, cercano a la frontera con Kuwait, que quemo 1,254,30 millones de m^3, representando una emisión de CO_2 equivalente a 3,340 millones de toneladas liberadas a la atmósfera (ver **Imagen 3**); en tercera posición se encuentra un pozo del principal país quemador de gas natural, Rusia, el cual se ubica en Siberia y lleva el nombre de Srednebotuo binskoye Cntl operado por Taas-Yuryakh, quemando 989,220 para 2021, 989,220 millones de m^3 de gas natural, lo que económicamente representó una pérdida de 113,540 millones de dólares (Banco Mundial, 2022).

Imagen 3 Quema de Gas Natural en el campo West Qurna, Irak

Fuente: (Google Maps, 2022) y (Banco Mundial, 2022).

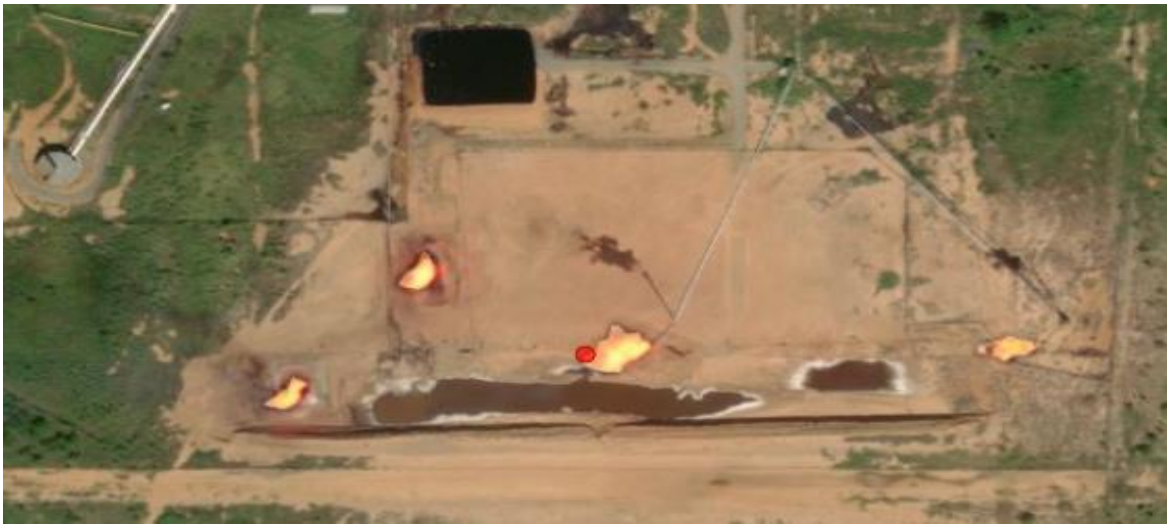
En cuanto a la cuarta y quinta posición se encuentra de nuevo un pozo de Venezuela y otro de Irán localizados en los campos de Carito Mulata al norte del país y Namavaran cercano a la frontera con Irak en el Golfo Pérsico respectivamente, el primero quemo 910,640 millones de m^3 y el segundo 867,530 millones de m^3, ver **Imagen 4**; le siguieron 2 pozos más en Rusia de los campos de Yurubcheno-Tokhomskoy e Ichyodinskoy, localizados ambos en la Siberia Oriental, con cantidades de quema de 786,700 y 714,100 millones de m^3, y emisiones de CO_2 equivalentes entre los dos de 4 millones de toneladas (Banco Mundial, 2022).

Imagen 4 Quema de Gas Natural en el Campo Namavaran, Irán

Fuente: (Google Maps, 2022) y (Banco Mundial, 2022).

Finalmente, para los últimos 3 casos, tenemos pozos de países diferentes: Irán, Venezuela y México, el primero se localiza en el campo Foroozan, propiedad de la compañía Iranian Offshore Oil Company, y tiene la particularidad de ser el pozo, ubicado en agua, que más quema en el mundo, se localiza dentro de las aguas territoriales de Irán en el Golfo Pérsico con una quema aproximada de 673,8200 millones de m^3 para el 2021; le sigue un pozo en Venezuela ubicado en el mismo campo que el que ocupa la primera posición Santa Barbara, teniendo una quema de 628,510 millones de m^3, **Imagen 5** ; finalmente en la décima posición se encuentra un pozo mexicano, dentro del campo petrolero Perdiz que se localiza en tierra dentro del Estado de Veracruz y que quemó en 2021, 559,300 millones de m^3, representando una pérdida económica de 64,190 millones de dólares y una emisión de CO_2 de 1,49 millones de toneladas (Banco Mundial, 2022).

Imagen 5 Quema de Gas Natural en el Campo *Santa Bárbara, Venezuela*



Fuente: (Google Maps, 2022) y (Banco Mundial, 2022).

Como se ha observado de los 10 pozos que más quemaron en el 2021, todos se localizan solo dentro de 5 países, Rusia, Venezuela, Irán, México e Irak, siendo las 3 primeras naciones caracterizadas tanto por su alta producción de hidrocarburos como por ser grandes aportadores a la quema mundial, esto último debido a que cuentan con situaciones particulares que dictan que el gas debe quemarse tanto como estrategia para apremiar el uso del petróleo, como por influencias económicas extranjeras, por la falta de infraestructura de gasoductos y refinerías, por contar con situaciones sociales y políticas inestables, desinterés de las autoridades nacionales o la sobrecarga de la generación de ingresos económicos a la actividad petrolera; se destacan los casos de México e Irak que a pesar de no ser grandes productores si queman la mayoría de su gas natural asociado, dependiendo sobre todo México de las importaciones de gas de Estados Unidos.

Si la lista se ampliara para incluir ahora 20 pozos más, la diversidad de naciones sería casi nula, solo integrándose Libia en el lugar 12 con un pozo en el campo Nasser que quema 544,360 millones de m^3, y los nueve restantes se dividirían entre Irak con 3 pozos más, Irán con 4 más y México con 2 más, siendo ambos pozos del campo cactus, propiedad de PEMEX, con producciones de quema de gas natural de 509,120 millones de m^3 y 487,090 millones de m^3 respectivamente, ver ***Imagen 6***.

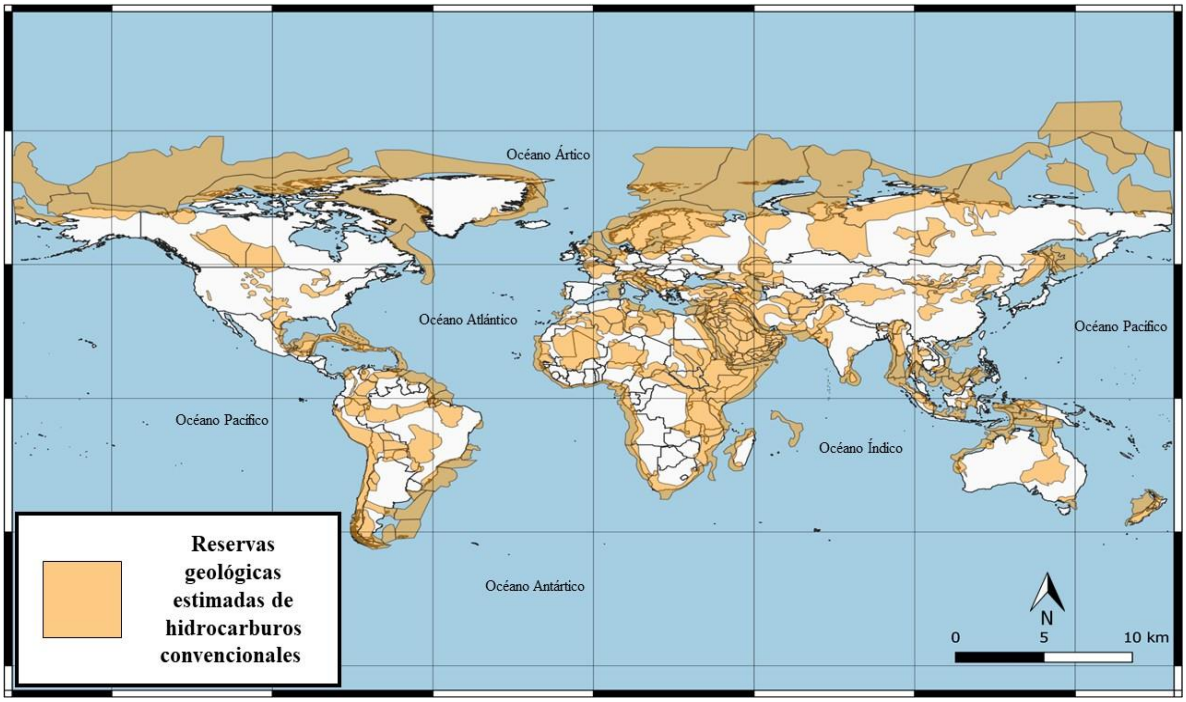
Imagen 6 Quema de Gas Natural en el Campo Cactus, México

Fuente: (Google Maps, 2022) y (Banco Mundial, 2022).

Otro tema importante que sale a relucir sobre las emisiones de quema y venteo es el entender de que tipo de hidrocarburo provienen, ya sean convencionales y no convencionales, en un principio puede parecer una tarea algo confusa, ya que el gas que se extrae de ambos tipos de yacimientos, químicamente una vez en la superficie son idénticos.; pero, a pesar de este panorama incierto aún existe un rayo de luz para discernir qué sector quema y ventea mayoritariamente, y recae en el entendimiento de la historia de la extracción de los hidrocarburos.

Se puede inferir que los recursos convencionales por tener una facilidad de extracción mucho más fácil en comparación con los recursos no convencionales han sido los primeros en ser aprovechados por el ser humano, por lo que su tipo de quema fue la primera en aparecer dentro de los yacimientos asociados de petróleo, esta ventaja de tiempo ha permitido establecer sectores productivos por todo el mundo, basta con ver todos los países que producen este tipo de hidrocarburo (**Mapa 3**), generando un importante mercado económico, dominado por grandes potencias productoras de muchas partes del mundo como países del Medio Oriente: Arabia Saudita, Irán o Irak, de América Latina como Brasil, México y Venezuela, de África como Nigeria, Libia y Argelia o la misma Rusia, que tiene un importante peso en el sector energético del continente europeo (USGS, 2021).

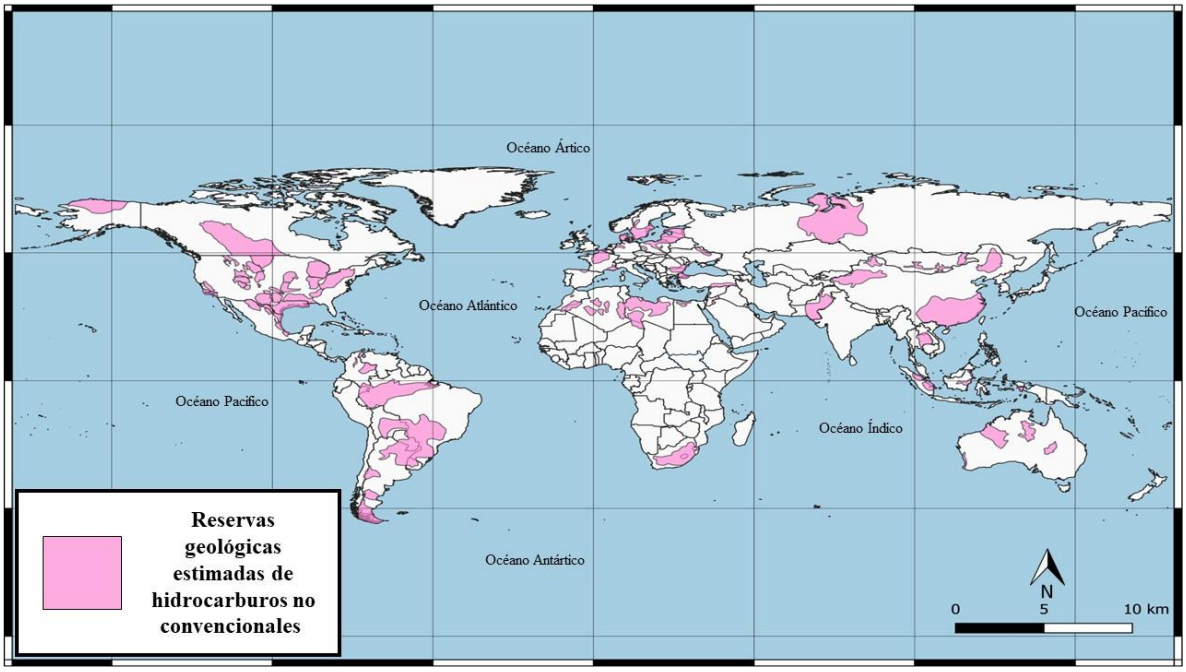
Mapa 3 Reservas geológicas estimadas de hidrocarburos convencionales



Fuente: Elaboración propia con datos de (USGS, 2021).

Mientras que los recursos no convencionales, han tenido un periodo de aprovechamiento mucho menor, que se puede remontar hasta hace apenas un siglo en los Estados Unidos, en donde gracias a los esfuerzos de científicos y empresarios que tuvieron la visión de aprovechar un recurso naturalmente anegado para las tecnologías convencionales, crearon técnicas para alcanzarlos, activarlos y extraerlos; por lo que este tipo de quema es más bien un proceso nuevo que si bien es grande en volumen, no ha tenido el tiempo suficiente para expandirse a través del aprovechamiento no convencional siendo solo Estados Unidos quien estaría emitiendo este tipo de quema, a pesar de la riqueza global no convencional **Mapa 4Mapa *4*Mapa *4***, solo existiendo pequeños proyectos de extracción en México, Argentina, Canadá y China (Energy Information Administration, 2006) y (García, 2015).

Mapa 4 Reservas geológicas estimadas de hidrocarburos no convencionales



Fuente: Elaboración propia con datos de (Energy Information Administration, 2015).

La producción global de hidrocarburos, como se ha visto, tiene un componente mayoritariamente convencional, estimando algunas fuentes de información que en promedio cerca del 90 % de las extracciones de combustibles líquidos como el petróleo en el mundo y el 85 % de la producción de gas natural son del tipo convencional; mientras que lo no convencional, en promedio representan a penas una pequeña parte de esa matriz con 8 % para los combustibles líquidos y 15 % para el gas natural (Energy Information Administration, 2018) y (Energy Information Administration, 2006); última producción que si bien proviene de la principal potencia productora en ambas ramas a nivel mundial, también se debe considerar que Estados Unidos, no solo produce recursos no convencionales, sino que también tiene una industria convencional más pequeña en comparación, que aporta a la producción nacional, lo que refleja una producción de hidrocarburos mixta con una clara inclinación no convencional, no completa como se podría esperar; por lo cual el peso que puede tener esta producción palidece si se compara con la producción de hidrocarburos proveniente del conglomerado de naciones que producen recursos convencionales; por lo que afirmar que la quema y el venteo son de carácter mayoritariamente convencional es acertado, por su peso en la producción global.

Aunque las aportaciones del sector no convencional no deben pasar desapercibidas, pues esta aumentaran año con año debido al ser un sector en constante desarrollo que cada vez más países del mundo deciden aplicar, como lo pueden ser los casos de naciones europeas como Francia o Bulgaria, no caracterizada por su producción convencional, que deciden arriesgar en el sector, aunque claro con resultados que varían dependiendo del contexto específico, pues la fracturación hidráulica principal herramienta para su extracción es por decirlo poco polémica y altamente contaminante (García, 2015).

2.2 Normatividad internacional

En el mundo no existe actualmente alguna dependencia de carácter global que tenga como único objetivo controlar o verificar cualquier asunto relacionado con la quema y el venteo; recayendo la mayoría de supervisión, control o estudio, tanto en las organizaciones nacionales de protección del medioambiente, aprovechamiento de hidrocarburos y empresas privadas del sector, como a las de carácter internacional como el Banco Mundial o la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, que tienen objetivos para incentivar su reducción, pero dentro de un marco general de protección del medioambiente.

El panorama general de la normatividad a nivel internacional se delimita en gran parte por las acciones que se tomen desde lo nacional; todos los países productores de hidrocarburos tienen un mayor o menor control y toma de acción, sobre la quema y el venteo, pero todos en general presentan ciertos fallos que alientan que la práctica continúe o afecte más el medioambiente, por ejemplo algunos de los casos más destacados a nivel mundial, son Rusia en el continente asiático, que si bien cuenta con programas gubernamentales para reducir la quema y ventilación e inclusive cuenta con sanciones monetarias si se rompen las normatividades, por otro lado, en sus planes de desarrollo de hidrocarburos no se incluye en ninguna parte el uso de este gas en otras actividades productivas como lo puede ser la generación eléctrica o la calefacción, por lo que siempre se quemará sin excepción el gas que no pueda ser utilizado (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2022).

Por otro lado, un país de la misma región que no ha optado por reducir sus niveles de quema y venteo a través de objetivos a largo plazo es Kazajistán, pero sí ha orientado sus acciones en una mayor supervisión de ambas prácticas y tiene un complejo esquema para

sancionar, supervisar e incentivar la innovación tecnológica de los quemadores (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2022).

En el continente africano nos encontramos con uno de los peores casos de reglamentación de la quema y el venteo. Egipto no cuenta actualmente con ninguna regulación que establezca objetivos o límites a ambas prácticas, por lo que no existen sanciones, incentivos económicos para su reducción o innovación tecnológica en los quemadores; misma situación ocurre en Libia, en donde derivado de la crisis política que atraviesa del país, solo se cuenta con planes de desarrollo a futuro para utilizar subproducto de gas natural, pero sin existir sanciones o planes para su reducción (Banco Mundial, 2017).

En sentido contrario, Nigeria ha hecho importantes esfuerzos para reducir sus niveles de venteo y sobre todo quema, que son unos de los más altos del mundo, por su importante producción petrolera dominante en el continente; presentando carencias en el control y supervisión cuando ocurren estas prácticas y en la innovación tecnológica de los quemadores, estando atrapado en tecnologías obsoletas que fácilmente podrían estar en este momento liberando grandes cantidades de metano (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2022).

En lo que respecta a América, Venezuela es uno de los más relevantes productores de petróleo, pero no cuenta con objetivos para reducir la quema, ni planes de desarrollo a largo plazo para usar el gas asociado en otras actividades como la generación eléctrica o aplicaciones en el sector automovilístico, y mucho menos castigos económicos por el exceso de la práctica, dando solamente pequeños incentivos económicos a los pozos con las menores cantidades de quema, aunque como sabemos si los pozos de Venezuela tienden a ocupar las primeras posiciones en quema, por la creciente producción de crudo (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2022).

Por otro lado, Brasil, con una producción un poco menor de hidrocarburos, parece tener un contexto jurídico más favorable debido a que sí cuenta con sanciones a quien queme en exceso, tiene objetivos de reducir sus emisiones en los quemadores y otorga incentivos fiscales a los pozos que demuestren tener reducciones netas, siendo sus únicos contras que no tiene controles de seguridad y supervisión para la tecnología de los quemadores.

Por último, aparece el caso de México que reporta tener un marco jurídico bastante completo con objetivos fijados para la reducción de la quema, con sanciones económicas por los excesos, contar con planes de desarrollo tecnológico para utilizar ese gas y rescatarlo de la quema, y solo flaqueando en aspectos como no contar con sanciones normativas a los excesos de quema e incentivos fiscales para los pozos con los menores porcentajes de producción de quema, claramente y como se verá más adelante en el Estudio de Caso de México, esta situación reportada dista mucho de la realidad que se vive en el país, el séptimo quemador de gas en el mundo y dependiente total de las importaciones norteamericanas de gas (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2022).

Finalmente, para Europa se destacan dos casos: Noruega y Reino Unido, que presentan amplios paralelismos en el continente, que contiene a la mayoría de los países considerados como desarrollados y con marcos jurídicos que son ejemplo para muchos países del mundo. El primero es Noruega, que se podría pensar por ser uno de los países con los mayores índices de desarrollo, tendrían importantes objetivos para reducir la quema, además de que se esperaría que revisasen a la perfección sus tecnologías de combustión, pero no es así, Noruega es uno de los contados países productores que no tienen objetivos para su reducción, como lo es Egipto, Venezuela, Omán, Ecuador y Angola; por otra parte, Inglaterra a diferencia del ejemplo anterior, tiene uno de los marcos jurídicos más completos del mundo, teniendo debilidades solo en aspectos relacionados con la revisión de la tecnología de la quema, pero con objetivos a largo plazo de reducción, incentivos fiscales, sanciones normativas y económicas, y planes de desarrollo económico para utilizar de una mejor manera el gas natural asociado. (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2022).

Todas las políticas ambientales y de gestión de recursos naturales, siempre formarán parte de la base para poder establecer las legislaciones y reglamentos que garantizan que las políticas gubernamentales de la quema y el venteo se cumplan cabalmente y de manera eficiente; todas las reglas de quema y de venteo se deben plasmar dentro de legislaciones primarias, como lo son las leyes pertinentes a aprovechamiento de hidrocarburos y de protección del medioambiente, o dentro de instrumentos legales secundarios como reglamentos o directrices (Banco Mundial, 2017).

En el mundo actualmente la mayoría de los países productores de hidrocarburos han incluido todas sus regulaciones de quema y venteo existentes dentro de legislaciones primarias que hacen referencia a grandes categorías, como hidrocarburos y medioambiente, otorgando a las instituciones pertinentes que las componen facultades legales para llevar a cabo procesos de gestión, control y sanción de una manera general, sin tomar en cuenta las peculiaridades físicas, químicas y geológicas de las prácticas, reduciéndolas a un mero proceso estándar de la extracción de hidrocarburos; el alcance de estas legislaciones primarias varía en demasía entre países como hemos visto en los primeros párrafos del presente capítulo, en donde si bien se aceptan y aplican algunas estrategias para controlar la producción de quema y venteo en otras simplemente se omiten por decisiones de carácter económico (Banco Mundial, 2017) y (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2022).

La regulación de la producción de la quema y el venteo siempre debe tener como objetivo central poder establecer estándares sobre la forma en que deben proceder las extracciones de hidrocarburos para poder lograr los objetivos económicos, de salud, medioambientales y de seguridad que establezca cada país, el cual determinara a través de sus regulaciones primarias al encargado de ser el principal responsable del tema, siendo por lo general dependencias estales del ramo de la energía o los hidrocarburos; en la mayoría de los países productores de hidrocarburos la dependencia responsable de administrar los recursos fósiles del país será la encargada de la responsabilidad de la regulación y disminución de ser el caso, de la quema y el venteo; algunos ejemplos de este tipo de dependencias son Ministerio de Energía en Argentina, la Dirección de Petróleo de Noruega o el Ministerio Petróleo y Gas de Omán, por mencionar algunas (Banco Mundial, 2017) y (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2021).

Por otra parte, las tareas de regulación también pueden ser llevadas a cabo desde otro tipo de instituciones gubernamentales de un corte medioambiental, que al igual que las de energía e hidrocarburos tienen responsabilidades específicas relacionas con la gestión y protección de los recursos naturales de su respectivo país, anexándoseles como una subtarea el control de las prácticas de la quema y el venteo; en estos casos en donde la gestión proviene de los sectores medioambientales, los ministerios de energía, tienen que consultar y cooperar con las primeras para la emisión de permisos de quema o aprobar el desarrollo de nuevos

campos de extracción de hidrocarburos, algunos ejemplos de este tipo de agencias son Ministerio de Medioambiente y Recursos Naturales Renovables de Venezuela o la Agencia de Protección Ambiental de Australia (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2020) y (Banco Mundial, 2017).

Finalmente, existe un tercer grupo de instituciones, las de carácter gubernamental, las cuales existen en forma de empresas de hidrocarburos estatales que controlan su mercado energético, petrolero o del gas natural totalmente y que tienen como principal objetivo la producción y comercialización de los hidrocarburos, para alcanzar una soberanía energética y la autosuficiencia, algunas de estas compañías son Gazprom en Rusia, Petróleos Mexicanos (PEMEX) DE México, Petrobas en Brasil (Banco Mundial, 2017).

De los 3 tipos de instituciones de regulación que existen sería complicado especificar cuál es el mejor, pues cada uno en su contexto específico funciona de distinta forma, por lo que para algunos funciona, para otros no podría serlo, siendo más bien el mejor modelo el que cumpla cabalmente con sus objetivos de control y reducción de una manera transparente y eficiente, sin importar de donde viene la gestión. Sin embargo, la materia de los países productores de hidrocarburos, lamentablemente las responsabilidades de las instituciones reguladoras para la quema y el venteo muy a menudo no son transparentes, son ineficientes en su actuar o contradictorias, entre lo que se dice y se hace finalmente (Banco Mundial, 2012).

2.3 ¿Cómo se aplican estas regulaciones de control y reducción de quema y venteo?

En este apartado se desarrollará un análisis de cómo se plasman las políticas de control y reducción de la quema y venteo de gas natural; en el mundo existen dos enfoques regulatorios para lograr primero tomar el control de las prácticas de quema y venteo, su posterior monitoreo y finalmente impulsar una reducción sustancial de la producción, el primero se llama enfoque prescriptivo, que consiste en regulaciones específicas ampliamente detalladas sobre cómo se debe proceder ante la quema y el venteo, las cuales las establece el organismo regulador, mismas que los operadores públicos o privados deben acatar, estas prescripciones detalladas de procesos operativos y reglamentarios dejan claro lo que se requiere y cómo se debe de lograr, siendo el organismo regulador quien evalúa si se cumplen o no (Banco Mundial, 2017) y (Global Gas Flaring Reduction Partnership, 2022).

En la teoría este enfoque prescriptivo hace que el trabajo del regulador sea más sencillo, porque al poder establecer los objetivos, se determinan rápidamente si un operador cumple con los requisitos de quema y venteo de gas, pero en la práctica imponer reglamentos detallados sobre el venteo y la quema es una tarea difícil porque se deben para cada caso tomar en cuenta una multitud de factores que afectan la quema, esto se ve reflejado en que por ejemplo medir con exactitud los volúmenes de antorcha de dos o más campo de extracción con condiciones geográficas distintas, sea poco práctico y costoso para el regulador (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2020) y (Banco Mundial, 2017).

Por lo anterior es que la mayoría de los países productores de petróleo optan por el segundo tipo de enfoque basado en el desempeño, en donde para lograr el control, reducción y monitoreo, se pone un mayor énfasis en lograr un consenso y la cooperación entre la industria y el regulador, logrando establecer en conjunto objetivos y metas referentes a la quema y venteo, tomando en cuenta las características de cada uno, siempre el regulador teniendo un control mayor, pero no autoritario; por lo que el operador podrá decidir las estrategias que deberá tomar en torno a sus objetivos planteados, teniendo siempre la responsabilidad de entregar pruebas y evidencias que demuestren que cumple con su parte, mientras que el regulador seguirá teniendo el poder de decidir si pasa o no con sus evidencias los objetivos planteados, teniendo siempre los poderes de ejecución de sanciones o suspensiones para garantizar el cumplimiento cabal. En la realidad, la línea que separa a ambos tipos de enfoques no es tan nítida, y los países que han adoptado regulaciones de quema y venteo por lo general tienden a tener modelos con un enfoque híbrido que se adapta a sus contextos (Banco Mundial, 2017).

Sin importar que tipo de enfoque un país haya adoptado para establecer su régimen regulatorio de quema y venteo de gas, siempre se deberán aplicar ese régimen dentro de dos áreas clave, los procesos operativos y los procesos regulatorios, los cuales se explican a continuación.

2.4 Procesos operativos (Regulación Operativa)

La regulación operativa son los procesos que garantizan que se cumplan las normas ambientales, de seguridad y salud, durante los procesos de quema y venteo de gas natural, las operaciones de quema y venteo están sujetas alrededor de mundo a una variedad enorme

de condiciones e inclusive en algunos países del mundo han adoptado estándares de diversas fuentes, creando lineamientos operativos mixtos y totalmente únicos, las regulaciones operativas suelen incluir los siguientes aspectos:

- Las tecnologías y las prácticas de la quema; aquí se especifican los procesos operativos para garantizar la quema de gas de manera correcta y eficiente; por ejemplo, en Ecuador, los quemadores deben por ley estar equipado con una terminal eléctrica para estabilizar la llama del quemador, deberán tener un sistema piloto de encendido continuo u otro sistema de encendido automático que asegure que se encienda a distancia y que avise al operador inmediatamente si no funciona, y además tener la altura mínima de 6 metros; siempre realizando la quema justificando por escrito ante la autoridad reguladora nacional que es la mejor opción desde el punto de vista medioambiental (Banco Mundial, 2017) y (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2021).
- El tiempo: aquí se especifica el tiempo máximo que pueden durar los tiempos de quema continua, puede ser limitado o ilimitado; por ejemplo, en Malasia la quema continua no puede durar más de 72 horas (Global Gas Flaring Reduction Public–Private Partnership, 2002) y (Banco Mundial, 2017).
- Ubicación: aquí se especifica el lugar en donde se debe localizar el quemador, la distancia segura de otras instalaciones y áreas pobladas; por ejemplo, las regulaciones nigerianas exigen a los productores una distancia máxima de 60 metros de radio, medidos desde la base de la chimenea, en donde no se encuentre ninguno otro equipo tecnológico (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2020).
- Generación de calor y ruido: aquí se pueden establecer límites superiores e inferiores a distancias específicas del quemador, por ejemplo, de nuevo en Nigeria, los niveles máximos de calor permitido son de 6,13 kw/ m^2 y los niveles de ruido deben estar dentro del umbral del dolor de 80 a 100 decibeles (Banco Mundial, 2017).
- Generación de humo y olores nocivos: también se pueden imponer límites a la opacidad del humo y los olores nocivos de la quema, por ejemplo, Qatar especifica que ninguno de los quemadores en tierra o en mar deberán si presentan algún tipo de humo (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2020).

El cumplimiento cabal de las regulaciones operativas de la quema y el venteo, dependen enteramente de la efectividad de los procedimientos regulatorios, que se explican en el siguiente apartado, siendo estos los procesos que refieren a la capacidad jurídica del regulador de monitorear, medir y aprobar las operaciones de quema y venteo dentro de sus zonas de extracción de hidrocarburos; actualmente la mayoría de los países que han adoptado procesos operativos, carecen de procedimientos regulatorios efectivos, lo que abre la posibilidad de quemas desenfrenadas, la generación daños medioambientales y el desperdicio energético, pues si nadie supervisa o castiga el operador, este último tienden a seguir sus propias prácticas operativas que da rienda suelta a su negocio, con base muchas veces en los objetivos de crecimiento más que de desarrollo, este sería el caso de países como: Libia, Argelia o Siria (Banco Mundial, 2017).

2.5 Procesos Regulatorios

Los procesos regulatorios de quema y venteo de gas consisten en los acuerdos entre las instituciones que regulan la quema, los operadores y todas las partes interesadas en el tema; todos son de carácter legal y vinculantes para todas las partes en conformidad con las facultades de la institución reguladora,; siempre refiriéndose a los 3 siguientes procedimientos: 1) aprobación y aplicación 2) medición y 3) monitoreo y cumplimiento (Banco Mundial, 2017) y (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2020).

Aprobación y Aplicación

La primera aprobación y aplicación, desde un principio se puede separar como dos procesos diferentes marcados por la aprobación legal o no de la realización de la actividad de la quema; la quema sin aprobación reglamentaria en muchos países como Brasil o Reino Unido, se realiza siempre bajo las siguientes justificaciones; seguridad (cuando existe una sobre saturación de gas en el pozo), por razones técnicas inevitables (bajar la presión del yacimiento) y durante las pruebas de quemadores, en emergencias (por paradas en producción o compresión) (Banco Mundial, 2017); sin embargo, estos conceptos tienden a ser vagamente definidos, por lo que pueden llegar a interpretarse de muchas maneras, dejando a discreción de los operadores su aplicación.

Fuera de estos conceptos de quema inevitable o sin permiso la mayoría de los países no permiten la quema y el venteo no autorizado, requiriéndose su debida aprobación

reglamentaria del organismo correspondiente, la solicitud y aprobación se pueden llevar a cabo en dos diferentes maneras, pero las más comunes y que engloban las miles de ramificaciones, son como un permiso separado de los contratos de producción, de quema y venteo por medio de una licencia ambiental que justifica la necesidad de realizar la quema o como parte de una aprobación general del desarrollo del campo de hidrocarburos, la cual forma parte integral del contrato de explotación de un campo, y suelen ser aprobaciones únicas que se calculan con base en lo que se espera obtener de petróleo y gas, y por ende los volúmenes de antorcha y venteo que se esperan (Banco Mundial, 2022) y (Banco Mundial, 2017).

Este tema de las aprobaciones para la quema y venteo son bastante amplios, pues cada país tiende a estipular de maneras muy variadas las autorizaciones de quema, por ejemplo, en India los contratos de explotación de campo no incluyen referencia las cantidades de quema o venteo, sino que en términos generales obligan a los operadores a seguir las mejores prácticas de producción, siendo esta más como un voto de confianza.

Mientras que en Argentina y Noruega los permisos de quema se otorgan por separado, por parte de la dependencia supervisora, pero sin una licencia ambiental de por medio, o todo lo contrario como en Venezuela, Perú, Indonesia y Colombia, que requieren también una solicitud aparte que justifique técnicamente la quema, pero además solicitaran la realización de una Evaluación de Impacto Ambiental, que especifique el alcance ambiental de la quema y las acciones para mitigarla (Banco Mundial, 2017) y (Banco Mundial, 2012).

Algunos países pueden tener que solicitar aún más requisitos adicionales para dar la aprobación, por ejemplo, en Canadá, Argelia y Malasia, los reguladores analizan que los operadores demuestren estadísticamente que no es económico aprovechar el gas natural que se planea ventear; en otras jurisdicciones como en Reino Unido, se puede exigir a los operadores pruebas de que han investigado y evaluado todas las alternativas antes de la quema y el venteo.

En Trinidad y Tobago se pide que cada operador que ventile o queme se asegure de separar los otros componentes como el Etanol, para su posterior venta; o el caso más curioso de Argentina, en donde dependiendo de la relación entre gas- petróleo dentro del yacimiento,

se puede llegar a prohibir la quema si se encuentra en demasía gas natural, porque ya no sería considerado como el subproducto que se puede desechar (Banco Mundial, 2017).

Medición

Respecto al segundo proceso regulatorio que es la medición, primeramente, antes de definirla se debe de recalcar que durante mucho tiempo ha sido un tema polémico, debido a que dentro de los campos de producción de hidrocarburos normalmente se encuentran miles de pozos y quemadores distribuidos uniformemente por el espacio, por lo que instalar medidores de venteo y quema a cada pozo con quemador puede ser una actividad costosa y poco práctica, especialmente en sitios de producción reducidos que tienen ingresos menores que los grandes productores, además de que muchas veces las mediciones se pueden ver sesgadas por la poca presión con la que el gas fluye a la superficie. La medición es actualmente una de las grandes dolencias para la industria de los hidrocarburos en general y una de las razones de la constancia de la quema y el venteo hasta la actualidad (Birnur & Harriss, 2012) y (Banco Mundial, 2017).

La medición de la quema y el venteo representa la elaboración de informes detallados de los volúmenes de quema y venteo, que se entregan al regulador, para que este último pueda verificar el cumplimiento de los objetivos pactados; los reguladores normalmente exigen que los operadores informen con precisión los volúmenes quemados y ventados no midiéndolos directamente, dejando que los operadores instalen medidores o proporcionen estimaciones, como en el caso de Canadá en donde el regulador estatal obliga a los operadores a entregar mediciones precisas, pero a su vez reconoce las dificultades técnicas y los costos involucrados en la medición, destacando que se pueden aceptar estimaciones avaladas por la ingeniería, cuando la instalación de medidores no es práctica; esta situación se repite mucho en el mundo, ya que muchas de las agencias o dependencias reguladoras tienden a aceptar estimaciones, basadas en cálculos de ingeniería (Banco Mundial, 2017) y (Eman, 2015).

Otros procesos relacionados con la medición, algunos operadores como en el Reino Unido, Australia y Estados Unidos deben mantener sus registros de quema y venteo, pues en cualquier momento pueden estar sujetos a auditorías dictadas por la autoridad reguladora de manera continua, e inclusive para el desarrollo de nuevos campos, los operadores a menudo

tienen que estimar los volúmenes de quema y venteo como parte del proceso de la solicitud de explotación de un campo (Banco Mundial, 2017).

Con base en el ejemplo anterior se refuerza la idea de que los países industrializados tienden a tener procedimientos de medición y presentación de informes más sofisticados, tanto porque no tienen recursos fósiles en demasía y el capital económico es mucho mayor; mientras que la mayoría de los países en desarrollo carecen de reglas y pautas claras relacionadas con la medición, siendo un claro reflejo de sus industrias poco reguladas y el sesgo que los intereses económicos de la extracción representa.

Cualquier régimen regulatorio de quema y venteo que se jacte de ser un hito en el sector siempre dependerá de la medición e informes precisos de los volúmenes producidos de quema y venteo, todo siempre en combinación de los poderes de regulación que hacen cumplir la ley.

Monitoreo y Cumplimiento

La mayoría de las agencias e instituciones reguladoras reconocen que los procesos operativos y regulatorios, no son totalmente efectivos sino existe un monitoreo adecuado de los volúmenes de quema y venteo emitidos, y de los poderes de cumplimiento regulatorios, por lo cual las inspecciones de sitios forman parte integral de los regímenes regulatorios más avanzados, a pesar de las evidentes limitantes técnicas y financieras para realizarlas.

Por sus mismas características físicas y geológicas, la producción de hidrocarburos es casi imposible monitorear, todos los yacimientos e instalaciones, siendo en los países con un mayor desarrollo económico como Estados Unidos, Canadá y Reino Unido, en donde se han desarrollado métodos y criterios para preseleccionar sitos de extracción que probablemente requieran una revisión regulatoria profunda, como por ejemplo Canadá en donde las agencias reguladoras con base en el desempeño del operador, su historial de cumplimiento de las regulaciones, la sensibilidad medioambiental y social del área seleccionada y el riesgo inherente de la operación, seleccionan los sitios a inspeccionar (Banco Mundial, 2017).

Por otro lado, muchos países en desarrollo carecen de los recursos financieros y la experiencia técnica para poder introducir programas de monitoreo, por lo cual habitualmente facultan a los operadores de mantener registros que muestren las cantidades de quema y de

venteo, registros que el regulador usan para crear bases de datos, para determinar los sitios a inspeccionar; debido a todos estos desafíos, los países han desarrollado medidas de control y cumplimiento con un fuerte elemento de vinculación entre la agencia reguladora y la industria de extracción, como por ejemplo, lo que se realiza en Qatar en donde cuentan con un libro de registro en donde los operadores deberán anotar los periodos de quema con presencia de humo, cuando se queman grandes volúmenes y las quemas de emergencia, enviándose mensualmente al Departamento de Asuntos Ambientales de Qatar, principal agente regulador del país para quema y venteo (Banco Mundial, 2017) y (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2020).

Todos los reguladores mundiales establecen sanciones económicas o políticas a los operadores que incumplan las legislaciones vigentes, estas pueden ser en forma de pago de multas, el paro de las actividades de extracción en caso de productores públicos o el retiro de su licencia de producción u operación en caso de privados; sin embargo, la falta de supervisión o aplicación de las legislaciones, implica que a menudo existen pocas posibilidades de que se revoque una licencia o establezca alguna multa, o en el peor de los casos los operadores prefieran obtener una multa, pues el valor comercial del petróleo es mucho mayor; en este sentido algunas naciones han optado por establecer multas y penalizaciones elevadas con relación a la quema y venteo para incentivar a los operadores a cumplir las regulaciones, pero hasta el momento esta situación solo ha logrado resultados mixtos, algunos de estos países son Malasia, Rusia, Ecuador o Venezuela, siendo este último país el que dentro de su legislación primaria establece hasta penas de prisión se pueden ir de dos meses a 2 años (Banco Mundial, 2017) y (Global Gas Flaring Reduction Parthership, 2021).

2.6 El papel del sector empresarial público y privado mundial

Es evidente que las empresas y compañías que componen el sector empresarial convencional y no convencional tienen un papel preponderante en la producción de la quema y el venteo de gas natural, al ser las principales entidades públicas y privadas que extraen los hidrocarburos de manera masiva; el problema aparece cuando se quiere conocer cuáles son las cantidades exactas de gas natural que se quema o ventea a la atmósfera año con año, pues este conglomerado ve a ambos procesos como acciones rutinarias.

Muchas veces agrupando sus datos de emisiones provenientes de sus quemadores y pozos, dentro de sus totales anuales de producción de CO_2, por lo que la manera más efectiva de conocer el impacto real de su quema es analizar el conjunto de datos de emisiones de CO_2 de las empresas más contaminantes del planeta, teniendo siempre en cuenta que la producción de quema y venteo se encuentran dentro de la composición de la información.

En un principio es importante destacar que solo 20 empresas de hidrocarburos en el mundo han contribuido con cerca del 35 % de todas las emisiones de dióxido de carbono y metano, en el periodo desde 1965 hasta el 2017, con un total de 480,000 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO2e).

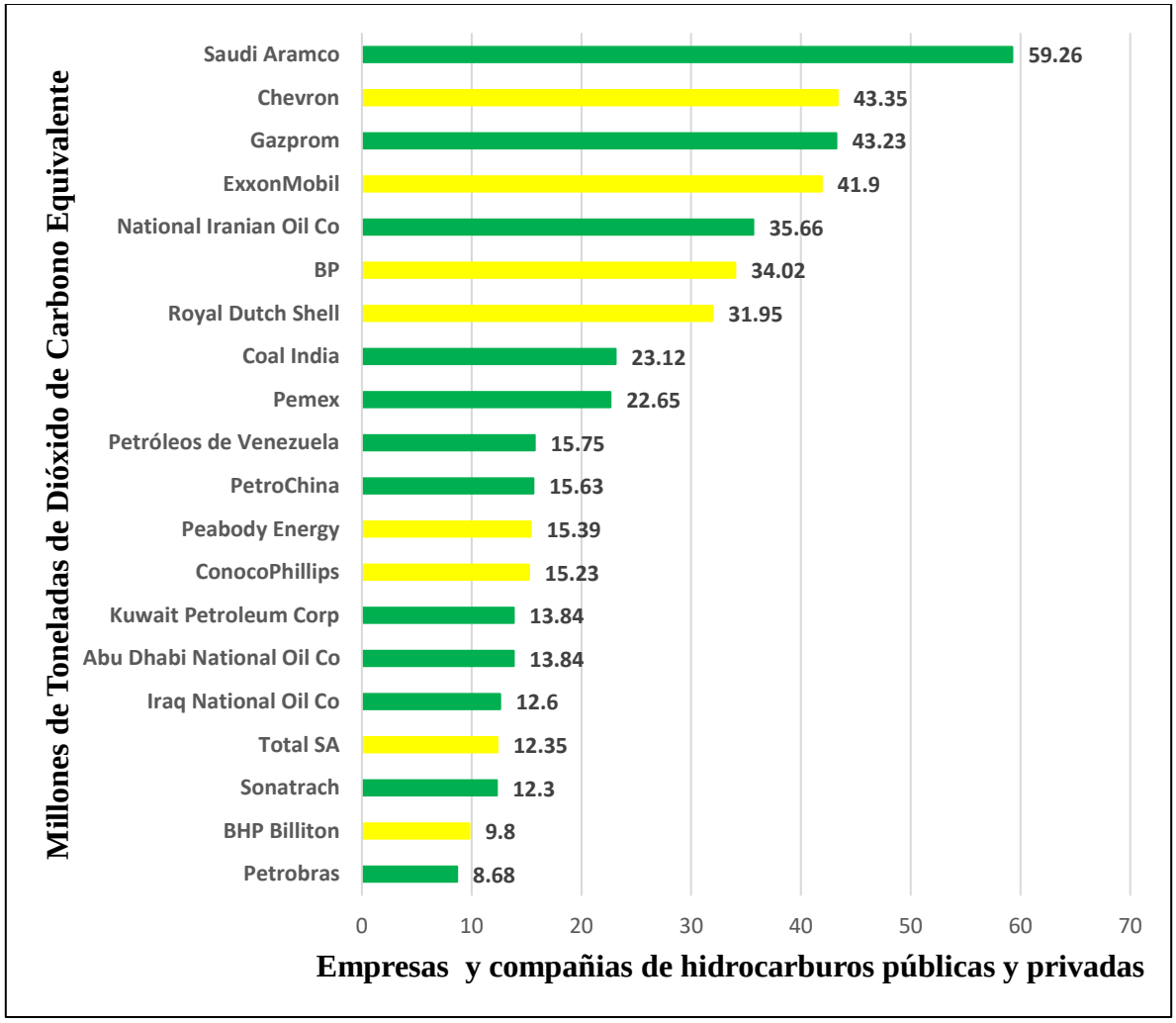
Las empresas contaminantes que componen la lista que se presenta en la **Gráfica 9** **Gráfica *9*** **Gráfica *9*** utiliza los datos de la producción anual de petróleo, gas natural y carbón, confirmada por cada una de las compañías, para luego calcular la cantidad de metano y carbono emitida a lo largo de la cadena de producción de hidrocarburos, desde la extracción hasta el uso final, incluido aquí las emisiones que proceden de la quema y el venteo del gas natural (Taylor & Watts, Revealed: the 20 firms behind a third of all carbon emissions, 2019) y (Heede, 2017).

Se puede destacar que 12 de las 20 empresas de la lista, son de tipo estatal de aprovechamiento de hidrocarburos, las cuales se marcan en color verde dentro de los gráficos, estas representan en conjunto cerca del 20 % de las emisiones de CO_2 y metano para el periodo de 1965-2017, siendo el principal contaminador la empresa estatal de Arabia Saudita, Saudí Aramco, líder de la producción convencional, que tuvo una emisión acumulada en el periodo de estudio de 59.26 MtCO2e, representando cerca del 4,38 % del total mundial.

Respecto a las empresas privadas, las que se marcan en amarillo dentro de los gráficos, se encuentran las más conocidas por su poder económico y productivo dentro del sector tanto convencional como no convencional occidental. Por ejemplo, Chevron la compañía estadounidense que ocupa la segunda posición con 43.53 MtCO2e, seguida de cerca por otra empresa estadounidense ExxonMobil en la cuarta posición con una emisión de 41.90 MtCO2e, y un poco más atrás se encontrarían en la sexta y séptima posición, las empresas británicas de British Petroleum y Royal Dutch Shell, con emisiones de 34.02 y 31.91 MtCO2e, respectivamente; estas 4 empresas occidentales serian responsables del 10 % de las

emisiones de carbono y metano dentro del periodo de estudio (Heede, Tracing anthropogenic carbon dioxide and methane emissions to fossil fuel and cement producers, 1854–2010, 2014) y (Heede, 2017).

Gráfica 9 20 Compañías por emisión de Dióxido de Carbono acumulado en el periodo de 1965 a 2017.



Fuente: Elaboración propia con datos de (Heede, 2017) y (Taylor & Watts, Revealed: the 20 firms behind a third of all carbon emissions, 2019).

Retomando a las empresas estatales, en tercera posición se encontraría la compañía estatal rusa Gazprom, encargada de la emisión 43.23 MtCO2e; le siguen de cerca, casos interesantes como en la quinta posición la National Iranian Oil Co, empresa estatal iraní, que emitió cerca de 35.66 MtCO2e, en octava la principal empresa de extracción de carbón de la India, con 23.12 MtCO2e, y en noveno y décimo las principales empresas de extracción de petróleo y gas natural de México y Venezuela, siendo esta última la gran potencia de la

producción convencional de hidrocarburos de América Latina con 22.65 y 15.75 de MtCO2e; finalmente para las últimas 20 posiciones encontramos a las empresas estatales de China, Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Irak, Argelia y Brasil, siendo esta Petrobras la última de la lista con 8.68 MtCO2e, y por parte del sector privado aparecen empresas occidentales como ConocoPhillips, Peabody Energy, BHP y Total (Heede, 2017).

Pero, ¿cuál es la opinión de estas empresas y compañías sobre este tema?, muchas de ellas sobre todo las de corte estatal como Petrochina y Petrobras, comentan que son conscientes de las emisiones que producen sus extracciones, por lo cual dentro de sus propósitos corporativos y en seguimiento de las legislaciones primarias correspondientes, implementan estrategias de desarrollo de bajas emisiones de CO_2 y metano, esforzándose sobre todo en ser proveedores de energías limpias y promotores de la transición con bajas emisiones para la sociedad en general, compartiendo las prácticas internacionales de control de gases de efecto invernadero, que siguen otras empresas pares de la industria.

Petrochina por ejemplo, comenta que se han propuesto el objetivo para 2030 para el desarrollo de nuevas estrategias en energías renovables, presentando también objetivos de desarrollo de reducción de carbono industrial en un 25 % y para 2030 igualmente continuaran aumentando el suministro de gas natural y otras energías limpias en China, con el objetivo de poco a poco dejar de lado petróleo y el carbón; por su parte Petrobras menciono que en sus operaciones busca aplicar tecnológicas que tengan como consecuencia directa la reducción de la intensidad de la liberación de CO_2, comprometiéndose a lograr un crecimiento cero de las emisiones operativas hasta 2025, incluso dentro de un contexto de aumento de la producción e invirtiendo cerca de 350 millones de dólares en investigación y desarrollo en aras de captura y almacenamiento de carbono (Taylor, 2019).

Mientras que las empresas de capitales privados en su mayoría también aceptaron su responsabilidad en el asunto y muchas de ellas trabajan en cumplir sus objetivos corporativos, sus posturas son de lo más variadas, primero se encuentran las positivas en donde por ejemplo, Shell, ha planteado que estaban de acuerdo con se necesitan acciones para evitar el cambio climático y que apoyan completamente los acuerdos internacionales para la reducción de gases de efecto invernadero, por lo cual han invertido millones de dólares en tecnologías de aprovechamiento de hidrocarburos bajas en carbono, comprometiéndose a asumir sus

responsabilidades y trabajar más duro para afrontar ese desafío; o también la postura de Chevron, que está tomando medidas para abordar el cambio climático invirtiendo en tecnologías y oportunidades comerciales bajas en carbono, que podría reducir las emisiones mientras su negocio de extracción de hidrocarburos continua funcionando, siempre en la mira de apoyar el progreso social y económico, abiertos a una conversación honesta sobre cómo equilibramos el suministro de energía para un mundo que exige cada vez más energía y la protección del medioambiente (Taylor, 2019).

Del lado contrario, empresas como ExxonMobil descalificaron las acusaciones, comentando que las cifras de producción históricas de CO_2, son totalmente falsas e imprecisas; que como empresa son conscientes del problema, pero esto es trata de un problema global y no de un asunto unitario; o la postura de ConocoPhillips que argumenta que se debe distinguir claramente las fuentes de emisiones de CO_2, pues ellos no son responsables de cómo los consumidores usaban el petróleo, el gas o el carbón que extraían, mencionado que las emisiones resultantes de sus actividades, presentan solamente una décima parte de lo reportado anteriormente (Taylor, 2019).

Lo realmente importante de estas posturas y la información presentada anteriormente es que el impacto que sus emisiones de CO_2 y Metano, quema y venteo incluidas, históricamente han sido enormes, siendo sustancialmente responsables de una parte de la crisis medioambiental que afecta actualmente al planeta, retrasando todos los esfuerzos colectivos que se han realizado para proteger los recursos naturales; en este momento ya no pueden negar su responsabilidad o estar achacando a los consumidores como los únicos responsables, pues son las empresas quienes ponen los hidrocarburos en nuestras manos, alimentando la dependencia hacia ellos.

Por lo anterior no es de esperarse que las empresas que componen los primeros lugares de emisión de CO_2 y Metano mundialmente, pertenezcan casi en su totalidad las naciones que ocupan los primeros puestos en quema como, Saudi Aramco de Arabia Saudita, Gazprom de Rusia, PEMEX de México, National Iranian Oil Co de Irán, ExxonMobil y Chevron de los Estados Unidos, Petróleos de Venezuela del mencionado país, por comentar algunos, que si bien no pertenecen a algunos de estos países si tienen proyectos de extracción en los mencionados, como el caso de BP, empresa británica que actúa en los Estados Unidos; esta

información en conjunto forma otro indicio más de que la quema es un problema grave, que tarde o temprano tendrá que resolverse.

Segunda parte. Estudios de caso Estados Unidos y México

C-La quema del GN en EE. UU., el ejemplo no convencional

3.1 Evolución historia de la quema nacional

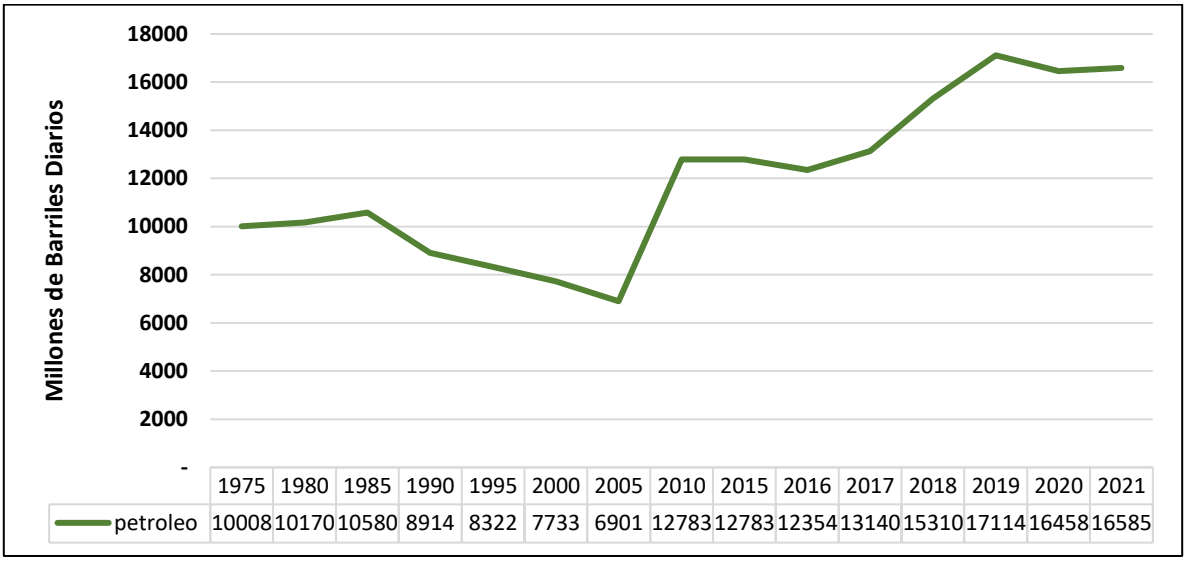
Continuando en la línea del estudio de la quema y el venteo, es pertinente enfocar el análisis del tema en ejemplos prácticos, que nos permitan entender cómo estás práctica se desenvuelven en la realidad de países productores de hidrocarburos y como es que las regulaciones a nivel estatal y federal pueden favorecer o disminuir su práctica; como un primer ejemplo se presenta a Estados Unidos, del cual provienen la mayoría de las empresas privadas que aportan a la quema y el venteo a nivel mundial, además de ser la nación más importante en cuanto a la producción de hidrocarburos no convencionales y que ha experimentado un auge creciente en su producción, que nos permitirá observar más fácilmente como se liga la producción de petróleo con la quema.

Estados Unidos desde que se descubrió tanto petróleo como gas natural dentro de su territorio y empezó a perforar exponencialmente, no se había posicionado entre las más relevantes potencias productoras del mundo, todo porque sus riquezas de recursos convencionales eran limitadas en comparación con los grandes productores como Rusia o los países de Medio Oriente, aunque su producción tanto de petróleo como de gas natural se encontraba en constante crecimiento gracias a la producción del Golfo de México; pero, ¿por qué esta explicación es crucial para conocer la situación de la quema en los Estados Unidos? bueno, como ya hemos tratado con anterioridad la quema y la producción de petróleo están intrínsecamente ligadas, porque mucha de las cantidades de quema proviene del gas asociado que se encuentra en los yacimientos petrolíferos, por lo cual entender la evolución de la extracción del petróleo nos ayudara a vislumbrar la evolución histórica de la quema en el país (Council on Foreign Relations, 2022) y (Maizland & Siripurapu, 2022).

La evolución de la que la producción de petróleo y por ende de la quema del gas natural de los Estados Unidos ha estado sometida a muchas influencias del exterior, entiéndase revoluciones tecnológicas, eventos históricos o nuevos descubrimientos geológicos, que han moldeado la tendencia hacia lo que tenemos en nuestros días, esto se puede observar en la

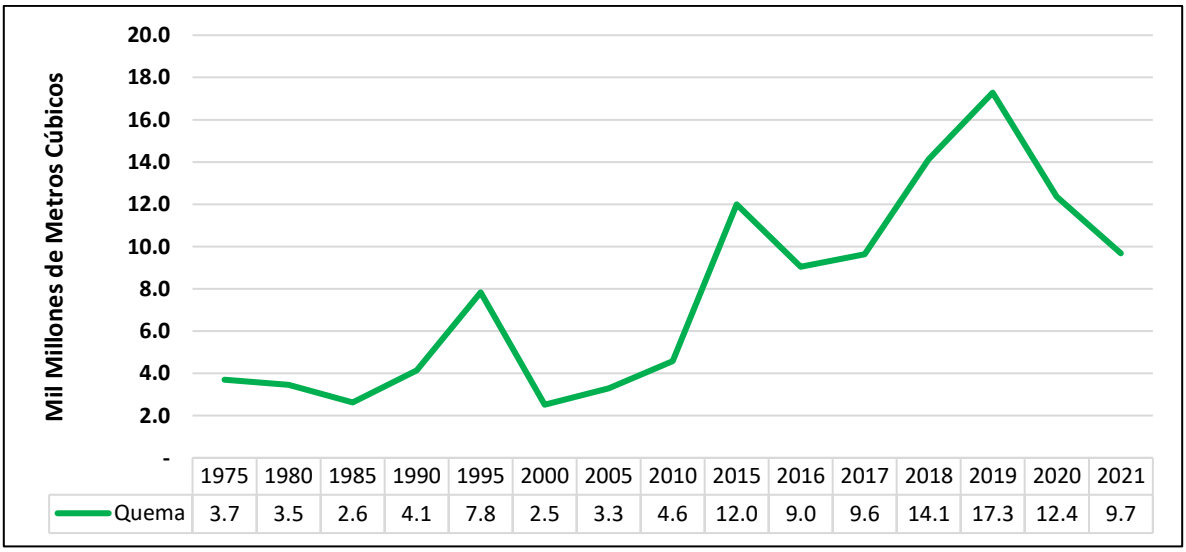
Gráfica 10, ***Gráfica 11*** y ***Gráfica 12***, que muestran el movimiento de la producción de petróleo, gas natural y de la quema, respectivamente; en un principio podemos apreciar que las tres son bastante similares teniendo puntos temporales en concordancia de aumento y disminución, que se ligan a eventos históricos que marcan una mayor producción de hidrocarburos, embargos petroleros y la extracción de recursos no convencionales.

Gráfica 10 Producción petrolera de los Estados Unidos de 1975-2021



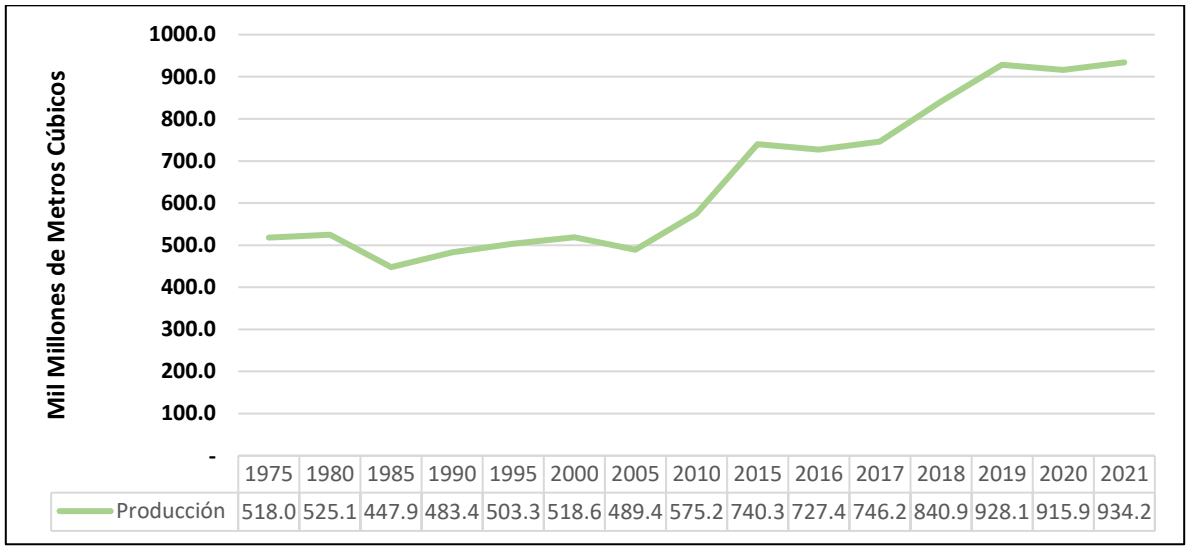
Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Gráfica 11 Generación de quema de gas natural en los Estados Unidos de 1975-2021



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Gráfica 12 Producción de gas natural de los Estados Unidos de 1975-2021



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

El primero de estos hechos de inflexión ocurre en los 70, Estados Unidos acababa de alcanzar uno de sus máximos puntos en su producción de petróleo, cerca de 11,296 MMbd en 1970, lamentablemente no se cuentan con datos sobre la quema para esa época, pero por la forma de la gráfica, podemos inferir que también se encontraba en niveles considerables cercanos a los 3.8 o 4 bmc; no es hasta que en 1973 Israel entra en un conflicto armado con sus países vecinos: Egipto, Jordania y Siria, conocido como la guerra de los seis días, en donde los ministros de los mencionados países piden que se realice un embargo petrolero por parte de los 12 miembros de la OPEP, con el fin de afectar a los países aliados de Israel, deteniéndose los envíos de petróleo a Gran Bretaña, Estados Unidos y sus compañías; lo que género, que si bien que la nación norteamericana intentara mantener una producción alta con el objetivo de compensar en gran mediad la pérdida temporal del hidrocarburo; Estados Unidos en esa época tenía una considerable dependencia por el petróleo y los refinados importados, siendo su economía altamente vulnerable al embargo, lo que finalmente conduciría a una posterior crisis económica y la caída en la producción y la quema, hasta entrados el nuevo siglo (Council on Foreign Relations, 2022) y (Ostolaza, 2022); por su parte la producción de gas natural se mantenía en sus números más bajos, pues el uso energético de este recurso aún se encontraba altamente relegado por el petróleo, teniendo producciones entre los 480 y los 530 mil millones de metros cúbicos, observar la ***Gráfica 12***.

El embargo y sus consecuencias marcan también un cambio en la forma de ver al gas natural en los Estados Unidos, una especie de revalorización económica y energética, pasando de considerarse una fuente de energía secundaria a una herramienta que, de diversificarse sus aplicaciones, podría poner fin a la dependencia existente sobre el petróleo de los países del medio oriente, encontrando al fin a través de la sustitución alcanzar la seguridad energética para la nación. Esta revalorización es uno de los procesos en donde la relación entre la quema y la producción de petróleo y gas natural es más evidente, ya que como se puede ver en las ***Gráficas*** si bien la producción de la quema está asociada enteramente con la producción petrolífera, puesto que ambas disminuyen y crecen a la par en los momentos de inflexión; es la producción de gas natural (ver ***Gráfica 12***) y su posterior consumo, fortalecido con la revalorización, la que finalmente controla que la práctica no aumente sin control, retirando grandes cantidades de gas natural destinadas a quemadores, para ahora ser vendidos a diversas industrias y actividades humanas en donde se le aprovecha y no se desperdicia (Council on Foreign Relations, 2022) y (Ostolaza, 2022).

Por lo que sería factible afirmar que sin estos nuevos nichos de uso de gas y su incremento de valor económico y energético, los niveles de quema probablemente serían similares o mayores que la misma producción de gas; si bien el control de la quema por parte de la producción gasífera es real, porque la quema no desaparece en el país, si la producción y consumo de gas gracias a la revalorización en los Estados Unidos es mucho más alta, he inclusive gracias al siguiente punto de inflexión, la revolución del fracking del 2005, Estados Unidos se ha posicionado como uno de los mayores productores de gas natural a nivel mundial; pues la respuesta radica en la actividad que sustenta la quema, la cual es la industria petrolera, que además de también verse beneficiada en un aumento de producción gracias a la revolución del fracking y el petróleo no convencional, también es mucho más antigua que la gasífera, teniendo una infraestructura de aprovechamiento, transporte y procesamiento, mucho más grande y desarrollada, no teniendo que lidiar con las carencias que un sector que se ha visto forzado a desarrollarse de manera acelerada para cubrir la abundancia de un recurso debe afrontar, como lo es la limitada existencia de centros de almacenamiento y de sistemas de gasoductos que no cubren la demanda real de una producción que es más abundante que la del petróleo (Maizland & Siripurapu, 2022) y (Palmer, 2022).

Es importante aclarar que si bien el aumento de la producción petrolera tiene un efecto negativo en la aparición de la quema, esto no implica una especie de consecuencia innata, sino que más bien es un reflejo real de lo que ocasionan las negligencias y las malas prácticas dentro de un sector, como lo la necesidad apresurada de deshacerse de un elemento que se considera molesto o que a su perspectiva tiene un menor valor; la quema es un resultado de las falencias humanas para el aprovechamiento de los hidrocarburos y no de la práctica en sí, pues si esta se realizara eficientemente, la quema sería solamente un mal recuerdo.

La revolución del fracking en relación con la quema represento un aumento real en la cantidad de la quema, por el aumento significativo que representa la producción no convencional de petróleo para los Estados Unidos, pero también muestro como una gran producción y consumo de gas natural puede controlar la velocidad con la que aumenta su generación, llegando a un punto de contenerla, alegándose cada vez más la producción de gas natural de su quema.

Retomando el último punto de inflexión, en las gráficas posterior al 2019, existe una leve disminución tanto en quema como en producción de petróleo, generada por el paro de las actividades y problemas económicos en las empresas del sector norteamericano de hidrocarburos, en consecuencia, de la Pandemia de COVID-19, que se vieron en la necesidad de reducir su producción petrolera y por ende la quema asociada disminuyo, sumándole también que la producción de gas natural no cayó y por ende su consumo que absorbió la mayoría del gas consumido en yacimientos asociados convencionales y no convencionales, arrebatándoselos a la quema; a esto también actualmente se le debe sumar otro factor a la disminución de la quema, la cual es el aumento en el consumo del gas natural producido de los Estados Unidos, por parte de los países de Europa, los cuales al perder su suministro de gas natural proveniente de Rusia, en respuesta al conflicto Ucrania y Rusia, que ha elevado la tensión entre ambos bloques, ha orillado a países como Francia y Alemania, a buscar nuevas alternativas de suministro, que finalmente las han encontrado en Estados Unidos, quien al maximizar su uso de gas natural al tener ahora un papel estratégico en la exportación, tendrá un reflejo directo en la disminución de la quema a largo plazo (Maizland & Siripurapu, 2022) y (Palmer, 2022).

Esta disminución en la quema además de deberse a estas modificaciones en la producción también se es una respuesta a las políticas de disminución mundial de la quema y su aplicación por las empresas del sector, desde el 2015, el banco mundial ha establecido una meta de cero emisiones de quema de rutina para 2030, y muchas de las compañías petroleras de Estados Unidos se han comprometido a eliminarlas o reducirlas, a través del uso del gas natural asociado en sus yacimientos con petróleo (Maizland & Siripurapu, 2022) y (Palmer, 2022).

La efectividad de estos compromisos se analizará en apartados posteriores, ya que muchas de las empresas como ExxonMobil se negaron a aplicarlas, bajo el argumento de seguir estrategias propias. Pero lo que es seguro es que existe un impacto real en algunos productores, que ayudan a reducir la quema, gracias ya sea a esta iniciativa del Banco Mundial o a los cientos de existentes tanto a nivel Mundial como la Iniciativa Global de Metano y la Coalición Clima y Aire Limpio, tanto de manera Federal como Estatal (Palmer, 2022). Esta lógica de apostar por un incremento constante de la producción de hidrocarburos y en especial del petróleo, choca con muchos de los compromisos que el país y las empresas del sector han firmado en contra de la lucha contra el calentamiento global, esto nos muestra que la seguridad energética del país es una acción que subordina a las acciones en contra del calentamiento global, que pasan a un segundo plano.

3.2 Marco regulatorio federal de la quema de gas natural

Si se tiene que hablar del marco regulatorio de la quema de gas natural en los Estados Unidos, es importante mencionar que las reglas que aquí se plasman son las directrices que a nivel estatal cada entidad deberá seguir, pero con la libertad de modificar su contenido siempre para mejorar el control de la quema o su reducción, agregando cláusulas o reglas a su conveniencia que los productores de hidrocarburos deberán cumplir; teniendo las instituciones a nivel federal encargadas de la quema, un papel más de supervisión y regulación, actuando en casos en donde la autoridad estatal se vea incapaz de resolver el caso. Las regulaciones de la quema se dividen en 2 grupos, catalogados por la localización de los pozos que queman, ya sean localizados en tierra o en mar, para cada uno de los marcos regulatorios se asigna una entidad supervisora independiente que sigue unas directrices específicas que atienden las cualidades de los pozos, ya que la quema en mar y en tierra,

físicamente tiene características que las hacen independientes, tanto en su proceso de funcionamiento, como en el impacto negativo que puede tener en el medioambiente circundante.

Para el caso de la quema en tierra quien se encarga de regularla principalmente es la Oficina de Administración de Tierras (BLM, por sus siglas en inglés), dependiente del Departamento del Interior, esto desde 1980, cuando en su estructuración regulatoria se le asignó controlar y mitigar, a través de la generación de pautas jurídicas base que deben seguir los estados, sobre la quema de gas natural en las concesiones de petróleo y gas natural dentro de todas las tierras emergidas y las catalogadas bajo el control indígena; los reguladores estales o las autoridades indígenas correspondientes, pueden agregar o tener normas, órdenes o reglamentos que dicten el cómo proceder ante la quema, pero será el BLM a través de sus supervisores regionales quienes ratificarán tales reglas y cualquier autorización de instalación de un nueva antorcha (Global Gas Flairing Reduction Partneship, 2021) y (Legal Information institute, 2022).

Los operadores que quieran quemar gas natural requieren la autorización del supervisor regional del BLM, cuando el periodo sea de 24 horas, mientras que para periodos más largos, deberá existir tanto una aprobación del BLM como de los reguladores estatales; en caso de existir una quema sin aprobación previa, esta no incurrirá en un delito si los volúmenes se consideran como perdidos inventivamente, los cuales abarcan las liberaciones de presión, las pruebas iniciales de producción y las emergencias en la producción. Además, el BLM establece que todo gas proveniente de un pozo de gas natural seco no se podrá ventilar o quemar en ninguna circunstancia, siendo la práctica de la quema solo permitida en el gas de los pozos asociados de petróleo, los cuales deberán contar cómo ya se ha mencionado con la aprobación previa del supervisor regional (Global Gas Flairing Reduction Partneship, 2021) y (Legal Information institute, 2022).

El BLM monitorea el cumplimiento de las pautas establecidas y las regulaciones estatales a través de inspecciones, que ocurren anualmente de manera aleatoria por todo el territorio estadounidense, garantizando el cumplimiento de las leyes y políticas, teniendo la autoridad de imponer sanciones tanto financieras y no financieras; en caso de presentar alguna negativa, incumplimiento o falta a la ley, el BLM, informará por escrito sobre la

infracción, dando un periodo para su respuesta de 20 días, e imponiendo durante ese periodo multas que van desde los 250 dólares por día en casos de gravedad menor a 1,000 dólares diarios en casos graves; el operador podrá contestar y llegar a un justo acuerdo para resolver su situación, pero si el operador se niega a responder, será acreedor de una sanción civil, que puede representar desde los 5,000 dólares por día, hasta que acceda a la reparación del daño (Global Gas Flairing Reduction Partneship, 2021) y (Legal Information institute, 2022).

El BML, también establece sanciones no monetarias, en los casos en los que las operaciones de quema se hallan realizados sin autorización o cuando el continuo flujo de la quema genera problemas medioambientales, a la salud humana y para la seguridad pública en general; el regulador tendrá la facultad de cerrar las operaciones, el fin del contrato de arrendamiento o establecer sanciones civiles que pueden terminar en años de prisión (Legal Information institute, 2022) y (Global Gas Flairing Reduction Partneship, 2021).

En lo que respecta para la quema en mar, desde 1980 el Servicio de Gestión de Minerales era el principal encargado, pero en el 2011, la dependencia se dividió en varias subdependencias que absorbieron las responsabilidades sobre la quema en este tipo de entorno, la principal: la Oficina de Seguridad y Cumplimiento Ambiental (BSEE) se encarga de regular la seguridad en la práctica de la quema y los impactos ambientales que se generan; la Oficina de Gestión de Energía Oceánica (BOEM), se encarga de evaluar y gestionar los recursos energéticos en alta mar, específicamente gas natural y la Oficina de Ingresos de Recursos Naturales (ONRR) principal encargada de los ingresos de este tipo de extracciones, esta reorganización se realizó principalmente para eliminar los conflictos en la gestión de los aspectos relacionados con los recursos minerales marinos, el monitoreo de la quema al ser una actividad que realiza la dependencia central, se fragmentó y de las 3 nuevas subdependencias la BSEE es la que tiene las responsabilidades mayores cuando hablamos de la quema. A diferencia de las regulaciones terrestres, las oceánicas no dependen de regulaciones estatales que tienen la libertad de agregar o modificar sus directrices, por lo que el desempeño de su labor depende enteramente del nivel federal; los territorios que abarca su jurisdicción son toda la plataforma continental exterior, incluyendo las regiones de Alaska, el Atlántico, el Pacífico y el Golfo de México (Legal Information institute, 2022) y (Global Gas Flairing Reduction Partnership, 2022).

Para que un operador pueda ejecutar procesos de quema en altamar, indispensablemente debe recibir la aprobación de la BSEE, excepto cuando la quema se hace durante pruebas de producción, liberación de presión, purga de tuberías, cuando se limpia alguna instalación o cuando los equipos presentan alguna falla repentina; La BSEE en los últimos años ha endurecido en demasía el proceso de aprobación, como estrategia para reducir la quema y aumentar el aprovechamiento del gas natural, este ajuste ha conducido a una disminución en las aprobaciones, siendo solo 2 tipos de casos en los que la BSEE puede conceder el periodo de quema inmediatamente, siendo cuando existe algún riesgo natural que amenaza con dañar las instalaciones y la presencia del gas en los pozos es riesgosa, cuando el operador demuestre técnicamente que es mejor quemar el gas restante cuando se cierra un pozo que dejarlo en el mismo. La BSEE solo autoriza periodos de quema que no superen el año de funcionamiento, aunque se han llegado a aprobar solicitudes por periodos superiores si el operador puede demostrar que sus acciones de quema económicamente no son redituables y que no amenazan la estabilidad del medioambiente marino (Global Gas Flairing Reduction Partnership, 2022).

La BSEE no solo tiene la autoridad para regular la quema en altamar, también realiza inspecciones y auditorías, destinadas a garantizar el cumplimiento de las reglas establecidas, en 2015 la BSEE emitió una guía sobre los procedimientos que realiza en su inspección de la quema, con el fin de que los operadores puedan supervisar y cuidar todos los aspectos de su práctica y tecnología asociada, cada inspector debe revisar el buen estado de los quemadores y que los volúmenes reportados por el operador coincidan con las tecnologías registran la quema; en caso de presentar alguna falla se emite en ese momento un documento que registra el incidente o el incumplimiento, y se entra directamente al operador que tendrá que seguir un procedimiento para resolver el problema y en su caso ser acreedor de una sanción económica o de otro tipo; las sanciones económicas van desde los 46,000 dólares diarios por día, y son mucho más altas que las de tipo terrestre por que se espera que al ser producciones de hidrocarburos que tienen periodos de inspección más esporádicos y por encontrarse en zonas solo accesibles por barco, el operador tiene una mayor responsabilidad para cumplir con lo establecido, su nivel de responsabilidad es mucho mayor (Global Gas Flairing Reduction Partnership, 2022).

En cuanto a las sanciones no monetarias, la BSEE, las prevé en respuesta a la negativa a pagar las multas monetarias establecidas, estas pueden incluir la cancelación del arrendamiento, permisos, licencias y de los derechos de paso dentro del sistema de gasoductos y oleoductos; también se prevé el cierre de las instalaciones y detención de las operaciones de extracción si se detecta alguna amenaza para la seguridad y la conservación del medioambiente, o en los casos que los operadores no corrijan infracciones previamente identificadas (Legal Information institute, 2022) y (Global Gas Flairing Reduction Partnership, 2022).

Y finalmente para ambos casos las principales similitudes que tienen jurídicamente es primero que la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés) tiene la jurisdicción total sobre el control y monitoreo de las emisiones al aire de CO_2 y metano a través de la quema y el venteo respectivamente, siguiendo siempre las directrices de los Estándares Nacionales de Calidad del Aire Ambiental; y que ambas dependencias exigen anterior a la realización de la quema que a los operadores entregar evaluaciones económicas que justifiquen técnicamente que la realización de la quema se realiza bajo uno de los siguientes supuestos, que los gastos económicos necesarios para el aprovechamiento y comercialización de la reserva gas natural asociada al petróleo sean superiores a lo que finalmente se pueda obtener o que la conservación y almacenamiento del gas natural representaría un riesgo económico que ponga en riesgo la producción del petróleo, de ser aceptada la solicitud el operador deberá crear y entregar un plan de acción para realizar la quema con año como fecha límite para deshacerse del volumen de gas natural reportado (Global Gas Flairing Reduction Partnership, 2022).

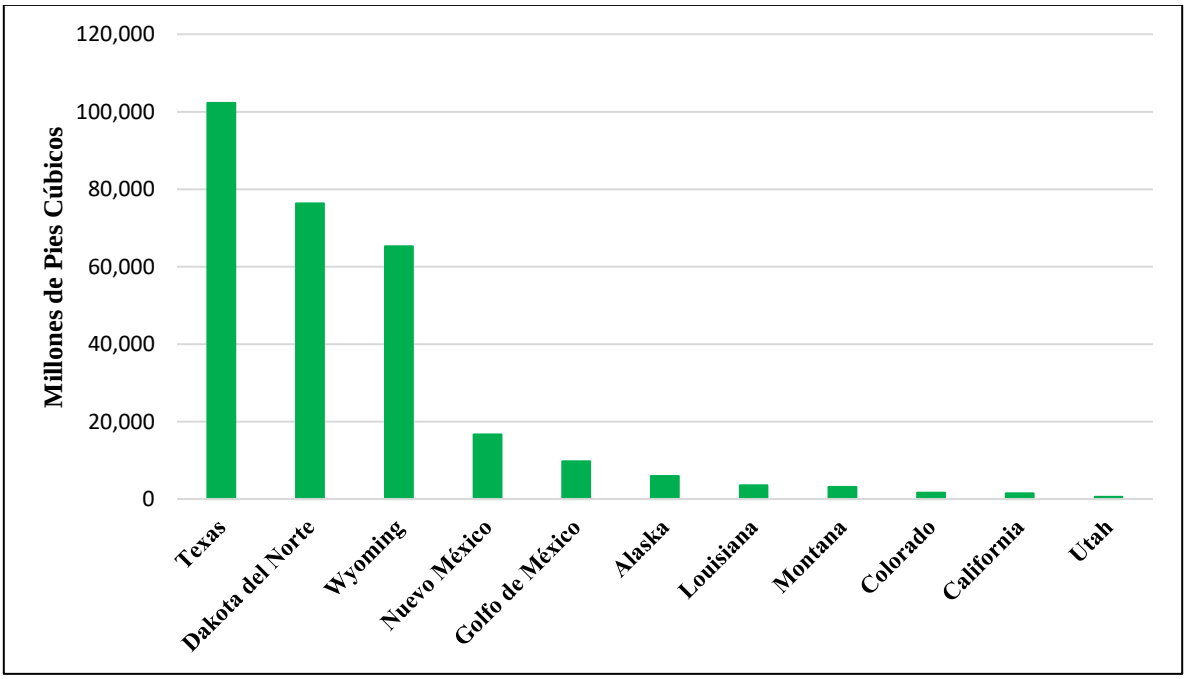
Cada una de las directrices aplicadas y propuestas tanto por la BSEE y el BLM, se aplican de manera general a lo largo del territorio estadounidense, sirviendo como una gran pauta de cómo proceder ante la quema; sin embargo, para el caso de los pozos en tierra, las autoridades estatales tienen a la libertad de agregar o modificar a su conveniencia dichos estatutos, pues en la práctica el control y monitoreo a pesar de que en teoría es facultad del nivel federal, siempre recae en las autoridades de nivel estatal, por lo cual a lo largo del país cada estado es una realidad totalmente diferente que muchas veces afronta la quema desde cómo afecta su producción de petróleo y la infraestructura de transporte que tiene a su

alrededor, a continuación se destacan los casos más relevantes de las cuencas tanto con la mayor producción de petróleo como de quema.

3.3 Marco estatal y casos de estudio

De los 50 estados que componen los Estados Unidos, solamente 32 tienen una activa participación en la extracción de hidrocarburos de entre los cuales, cada uno tiene un nivel de quema totalmente único, unos mayores y otros menores, siempre ligado a la producción de petróleo, ver ***Grafica 13***; pretender abordar cada caso daría para realizar todo un trabajo único, pero para practicidad del presente documento, nos centraremos en entender los cuatro de los casos con los niveles más altos de quema de gas natural en el país, Texas, Nuevo México, Dakota del Norte y Wyoming siendo no una coincidencia que los 4 estados se encuentren sobre las dos cuencas más importantes de producción de petróleo no convencional del país, Permian para Texas y Nuevo México, y Dakota del Norte y Wyoming en Bakken. En la **Imagen 7**, también se pue apreciar la peligrosidad de esta quema que es inclusive perceptible desde el espacio, teniendo zonas en donde la quema es intensa y que se ubican tanto en Texas como en Dakota del Norte, áreas de estudio del presente documento.

Gráfica 13 Estados y Regiones de Estados Unidos que quemaron gas natural en 2021



Fuente: Elaboración propia con datos de (Energy Information Administration, 2022).

Imagen 7 Áreas de quema de gas natural vista satelital

Fuente: (Schade, G, 2020).

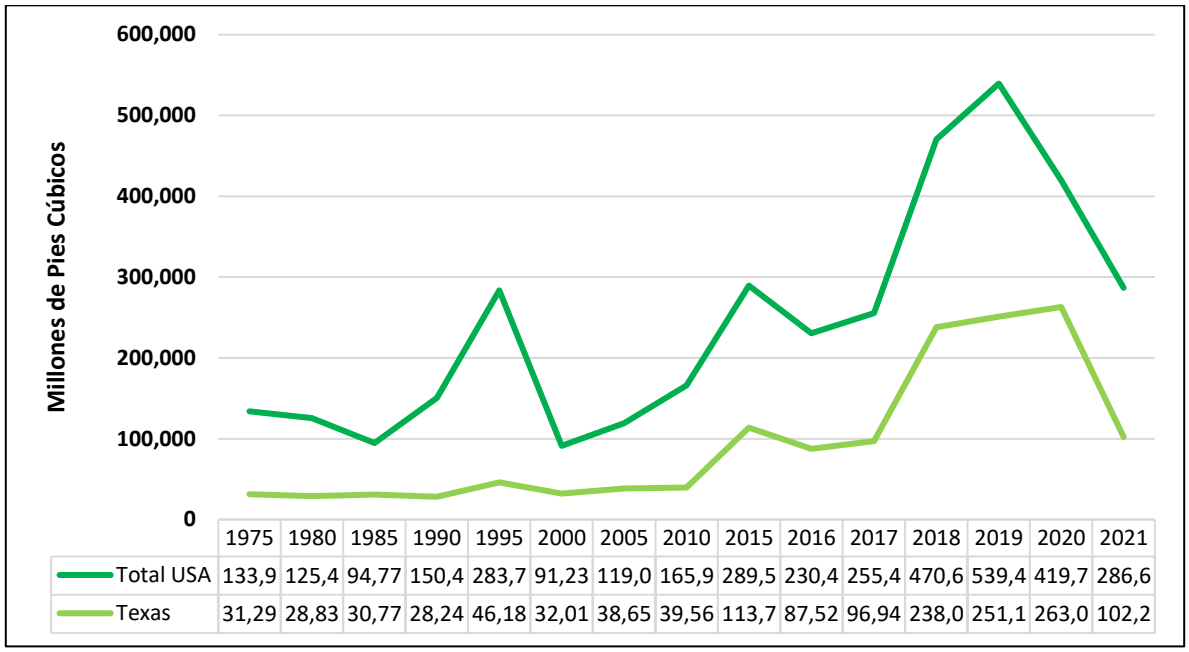
Texas

El estado de Texas es el principal productor de petróleo crudo y gas natural de Estados Unidos, tenido una producción para el 2021 de cerca de 1,739,660 millones de barriles diarios de petróleo, que representan cerca del 43% de la producción nacional, y de gas natural produciendo 10,669,340 millones de pies cúbicos que representa cerca del 26% de la producción total, cuenta con cerca de 270,000 pozos y la mayor parte de la producción del estado se concentra en la vasta cuenca geológica de recursos no convencionales Permian, la zona petrolífera más fructífera de la nación, que se extiende por el oeste de Texas hasta el sureste de Nuevo México, además de contar en la parte sur con una extensión de la cuenca Eagle Ford que también es una de las principales regiones productoras de petróleo y gas. La regulación de la quema en el estado está a cargo de la Comisión de Ferrocarriles de Texas en su aspecto normativo y de la Comisión de Calidad Ambiental de Texas en el aspecto medioambiental, todo siempre bajo la jurisdicción de la BLM (Campa, Jaimison, & Kraegel, 2022) y (Energy Information Administration, 2022).

El *boom* de la quema en el estado de Texas comenzó desde que la revolución del *fracking* a mediados del 2010, permitió obtener recursos no convencionales de la cuenca de Permian e Eagle Ford, y esto se puede observar en que desde el año 2016 hasta el 2018, la Comisión de Ferrocarriles, emitió más de 6300 permisos para la quema, mientras que en un periodo anterior a la aplicación masiva del fracking de 2008 a 2010 solo había emitido 600 permisos para todo el Estado (Campa, Jaimison, & Kraegel, 2022).

Texas al igual que su producción petrolífera y gasífera se ubica en el número 1 a nivel nacional en generación de quema de gas natural, teniendo una quema estimada y reportada por la Comisión de Ferrocarriles de Texas al nivel federal de 102,267 millones de pies cúbicos de gas para el año 2021, representando cerca del 36% de la quema nacional y el 0.2% de su producción total de gas (***Gráfica 14***), siendo el estado con la mayor aportación a la quema, siendo muy cercano al porcentaje total de la nación; pero investigaciones independientes con base en análisis de imágenes térmicas satelitales, reportan que esta cifra puede ser mucho más alta, llegando casi a 220,000 millones de pies cúbicos,; esta aparente discrepancia entre datos públicos e independientes, está dada porque la Comisión de Ferrocarriles de Texas permite a los operadores auto informar sus volúmenes de venteo y quema en sus formularios mensuales de informe de producción, en los que se incluyen los volúmenes reales medidos tanto del gas de se obtiene del pozo, como del que entra en los quemadores, por desgracia la veracidad de los datos está altamente comprometida, por los intereses de los propietarios, que como se observa no reportan correctamente la quema, con la intención tanto de evadir las sanciones como de no poner en riesgo sus extracciones de petróleo (Campa, Jaimison, & Kraegel, 2022) y (Departmento de Energía de los Estados Unidos, 2019).

Gráfica 14 Quema de los Estados Unidos en comparación al estado de Texas



	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total USA	133,9	125,4	94,77	150,4	283,7	91,23	119,0	165,9	289,5	230,4	255,4	470,6	539,4	419,7	286,6
Texas	31,29	28,83	30,77	28,24	46,18	32,01	38,65	39,56	113,7	87,52	96,94	238,0	251,1	263,0	102,2

Fuente: Elaboración propia con datos de (Energy Infomation Administration, 2022).

Inclusive cuando se ha cuestionado públicamente a los representantes de la Comisión de Ferrocarriles de Texas sobre la discrepancia entre lo observado en campo en comparación con lo que se reporta, han comentado que dudaban enormemente en la precisión de los datos satelitales presentados y que en realidad ellos confiaban enteramente en lo presentado por las empresas del sector. Estas declaraciones se han juntado con otras acusaciones sobre que muchas veces las mismas empresas petroleras colocan en la Comisión a personas que defiendan sus intereses sobre lo correcto y que parte de los miembros en funciones han minimizado ampliamente o expresado dudas sobre si realmente la industria de hidrocarburos no convencionales realmente alienta el cambio climático, cuando en realidad la Comisión debería promover tanto el desarrollo económico y la preservación del medioambiente lo más imparcial posible (Campa, Jaimison, & Kraegel, 2022) y (Departmento de Energía de los Estados Unidos, 2019).

En teoría, según la ley vigente de Texas, los operadores de proyectos de hidrocarburos no pueden quemar el gas natural sin un permiso expedido por el nivel federal y la Comisión de Ferrocarriles, siendo las razones más comunes, para otorgar un permiso de quema, cuando los operadores están esperando la construcción de un gasoducto se complete en una fecha específica, pero sus actividades de producción ya se están realizando y la quema es

indispensable para el aprovechamiento del petróleo, porque económicamente el gas natural no puede ser aprovechado por la empresa, ya que los costos de construir instalaciones de procesamiento o de transporte, como lo son gasoductos, merman la cantidad final de lo que se puede obtener de la venta del gas, por el cierre de centrales de procesamiento de gas por reparaciones, por el mantenimiento de gasoductos o porque la capacidad de transporte de la infraestructura existente es reducida para el total de la oferta; a todas las situaciones se le requieren una documentación específica que por lo general debe venir acompañada de una justificación técnica, económica y medioambiental de que la quema es la mejor opción (Campa, Jaimison, & Kraegel, 2022) y (Energy Information Administration, 2022).

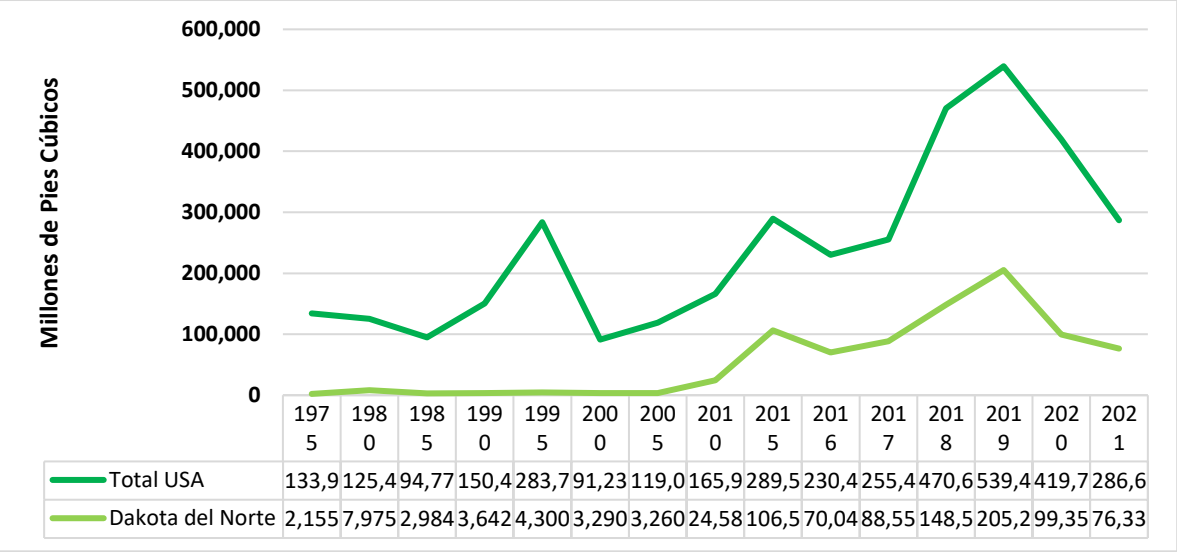
Existiendo una excepción a esta regla y es que los operadores podrán no cumplir con la solicitud de quema por la Norma Estatal número 32, que es una lista de excepciones, en los que la quema se puede realizar sin control del estado, lamentablemente la lista es tan larga que permite a muchos operadores quemar desde que están instalando un pozo, durante periodos de reparación y mantenimiento, e inclusive en su cierre, todo siempre argumentando razones de seguridad que no tienen a veces fundamento técnico; todas estas situaciones que superan al marco jurídico, finalmente son reflejo de los altos niveles de quema que se registran en el estado, por el gran valor que tiene la industria para la economía nacional y el gran impacto que tiene estas empresas en la toma de decisiones, que finalmente siempre apuntan a proteger sus negocios y a la constante producción del oro negro (Campa, Jaimison, & Kraegel, 2022).

Dakota del norte

Dakota del Norte ocupa el tercer lugar en cuanto a la producción de petróleo a nivel nacional con 405,128 millones de barriles diarios para el 2021, solo detrás de los estados de Texas y Nuevo México, representando cerca del 10 % de la producción nacional; en cuanto a gas natural ocupa una posición mucho más baja en cuanto a la producción con 1,075,358 millones de pies cúbicos, que representa cerca del 3% de la producción nacional; los recursos de gas y petróleo en el estado están altamente vinculados con la cuenca de hidrocarburos no convencionales Bakken, que se extiende desde el oeste del estado hacia Canadá y Montana (Leachman, Onodera, & Stone, 2022) y (Energy Information Administration, 2022).

Esta cuenca tiene una predominante presencia de petróleo sobre una menos abundante de gas, por lo que gracias al auge que presento el fracking, la producción de petróleo aumento exponencialmente y así lo hizo su infraestructura asociada, mientras que la del gas se quedaba retrasada, generando pocas opciones para mover el gas natural a un mercado donde pudiera ser aprovechado, lo que finalmente disparo la práctica de la quema en el estado que para el 2021 reportó una quema de 76,332 millones de pies cúbicos de gas que representa el 26% del gas quemado en los Estados Unidos y el 1 % de su producción estatal de gas, siendo la segunda fuente más importante de quema solo detrás de Texas. Esta situación es mucho más alarmante cuando se analiza la información satelital independiente, que muestra que lo reportado es engañosamente incorrecto, pues se llegó a registrar en el estado una quema que llega a los 150,000 millones de pies cúbicos (Leachman, Onodera, & Stone, 2022) y (Energy Information Administration, 2022).

Gráfica 15 Quema de los Estados Unidos en comparación al estado de Dakota del Norte



	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total USA	133,9	125,4	94,77	150,4	283,7	91,23	119,0	165,9	289,5	230,4	255,4	470,6	539,4	419,7	286,6
Dakota del Norte	2,155	7,975	2,984	3,642	4,300	3,290	3,260	24,58	106,5	70,04	88,55	148,5	205,2	99,35	76,33

Fuente: Elaboración propia con datos de (Energy Infomation Administration, 2022)

La quema es regulada desde el aspecto normativo por la Comisión Industrial de Dakota del Norte a través de su Departamento de Recursos Minerales, División de Petróleo y Gas; y en su rama medioambiental por el Departamento de Calidad Ambiental de Dakota del Norte; teóricamente dentro del estado la ventilación de gas natural está prohibida, mientras que la quema requiere una aprobación directa por el Departamento de Recursos Minerales y un reporte constante de los volúmenes quemados por el operador; todos los pozos de petróleo y

de gas deben estar registrados ante la división de Calidad del Aire de Dakota del Norte y cumplir con los controles de emisión establecidos (Leachman, Onodera, & Stone, 2022).

Los principales requisitos para acceder a la quema incluyen la realización de una prueba de prevención del deterioro significativo de la calidad del aire, siendo un estudio que se calcula en función de la cantidad diaria promedio de gas quemado, el impacto relativo que podría tener en el entorno, además se incluye que el operador debe garantizar que las antorchas cumplan con las reglamentaciones relativas a los requisitos mínimos para la eliminación de gases de compuestos orgánicos establecidos por la EPA y que las tecnologías de la antorcha se encuentren en óptimas condiciones y que garantizan que el gas se estará quemando de manera continua y que no existirán rastros de metano en la atmósfera (Leachman, Onodera, & Stone, 2022) y (Departmento de Energía de los Estados Unidos, 2019).

Aunque parezca que jurídicamente el Estado controla la mayoría de los procesos de la quema minuciosamente, el marco regulatorio vigente, solo aplica las reglas mencionadas anteriormente a la quema que se realiza en pozos que ya tienen tiempo produciendo, ya que la regulación también contiene una serie de reglas que claramente benefician a los productores que inician un pozo, en detrimento del medioambiente y el aprovechamiento del gas, por el hecho de que, por increíble que parezca, la quema se puede realizar durante un año entero después de la puesta en marcha de la producción del pozo, sin tener que entregar la documentación y pruebas requeridas y mucho menos teniendo que reportar al Departamento de Recursos Minerales el volumen del gas quemado, todo justificado en el beneficio económico que el petróleo representa y que por ser el inicio de un pozo, la quema es un proceso rutinario; siendo después de este periodo libre que los productores si quieren continuar con la quema, ahora sí presentarán los documentos requeridos (Departmento de Energía de los Estados Unidos, 2019) y (Leachman, Onodera, & Stone, 2022).

Pero esto no acaba aquí, ya que si el productor puede demostrar que la conexión a la infraestructura de gasoductos de recolección sería demasiado costosa para afrontarlo por la empresa, se le podría otorgar una extensión para el periodo de quema; el Departamento de Recursos Minerales determina que una empresa esta imposibilitada para afrontar este costo, cuando se hace un cálculo sumando el costo de la instalación de los sistemas de recolección,

el costo de operarlos, más el 10 % de otros costos generales, si demuestra que económicamente no puede afrontarlo se da la extensión (Leachman, Onodera, & Stone, 2022) y (Energy Information Administration, 2022).

Sumándoles a estas facilidades en la ley, los operadores se valen de vacíos legales en el marco jurídico como lo son los pozos confidenciales para evadir, informar los totales de gas quemado, esta figura legal se utiliza cuando una empresa solicita que la información de producción se mantenga temporalmente confidencial, en justificación de proteger los intereses económicos del operador, incluyendo a si la quema que normalmente se calcula con la información de la producción, siendo cerca del 7.5 % de los pozos en el estado de este tipo (Leachman, Onodera, & Stone, 2022).

En 2014 el Departamento de Recursos Minerales en unión con la Comisión Industrial de Dakota del Norte, se propusieron implementar una política de captura de gas natural, en donde se exige a las empresas usar o vender la mayor parte del gas que hipotéticamente podrían producir, la política tenía como objetivo clave reducir la cantidad de gas natural quemado en un 9 % para 2020; por desgracia su implementación ha resultado en un fracaso, ya que el estado no cumplió con obligar a los productores a efectuar esta meta de manera individual.

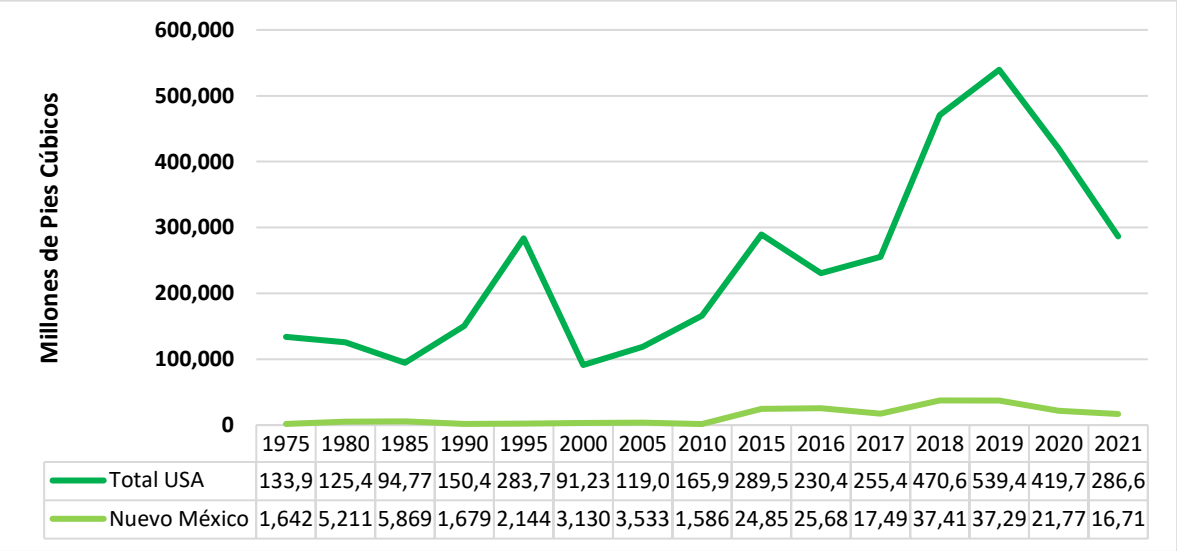
Un total de 293 empresas no cumplieron con el objetivo de captura durante algunos meses, por lo que el Departamento sancionó a las mismas restringiendo su producción de 100 a 200 barriles diarios de petróleo, pero solo lo aplicó en nueve casos; de estos 293 hubo 115 en los que la institución mencionó que no podía restringir su producción porque sería una violación a sus derechos, ya que de por sí producían menos de 100 barriles al día; el proyecto resultó en un rotundo fracaso por la incapacidad que tiene el estado y sus dependencias de aplicar la ley que ellos mismo diseñaron y que los productores han aprendido a sortear, y por ende la quema se ha convertido en una práctica cada vez más rutinaria (Leachman, Onodera, & Stone, 2022) y (Energy Information Administration, 2022).

Nuevo México

La industria de hidrocarburos del estado de Nuevo México ocupa el cuarto lugar a nivel nacional en quema con 16,713 con millones de pies cúbicos de gas reportados a la EIA para 2021, que representan el 6% de la quema nacional y el 1% de su producción estatal de gas

(ver ***Gráfica 16***); al igual que Texas se encuentra sobre una porción de la cuenca de hidrocarburos no convencionales de Permian en la parte sureste, siendo la zona rica en producción petrolera con cerca de 457, 200 millones de barriles diarios de petróleo para 2021 y en el noreste alberga sobre la subcuenca de San Juan, su zona gasífera con una producción de gas para 2021 de cerca de 2,277,035 millones de pies cúbicos, que son el 5% de la producción nacional de gas; similar a los casos anteriores, investigaciones independientes con base en tecnologías de investigación satelital detectaron casi un 50 % más gas quemado que lo reportado, teniendo una cantidad que asciende a los 35,000 millones de pies cúbicos, además el estado también informo que ventiló más de 30 mil millones de pies cúbicos de gas independientes a lo quemado; en el estado las dependencias encargadas de la regulación de la quema, con el Departamento de Energía, Minerales y Recursos Naturales a través de su División de Conservación de Petróleo y el Departamento de Medio Ambiente de Nuevo México, encargado de los aspectos de impacto de las emisiones de gases de efecto invernadero y la conservación del medioambiente (Energy Information Administration, 2022) y (Koyama, Sadek, & Campa, 2022).

Gráfica 16 Quema de los Estados Unidos en comparación al estado de Nuevo México



	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total USA	133,9	125,4	94,77	150,4	283,7	91,23	119,0	165,9	289,5	230,4	255,4	470,6	539,4	419,7	286,6
Nuevo México	1,642	5,211	5,869	1,679	2,144	3,130	3,533	1,586	24,85	25,68	17,49	37,41	37,29	21,77	16,71

Fuente: Elaboración propia con datos de (Energy Infomation Administration, 2022)

Lo más destacado en el Estado sobre el tema además de los altos niveles de quema es que la División de Conservación del Petróleo, en marzo del 2021, realizó una votación para actualizar las regulaciones estatales sobre el cómo las empresas proceden sobre la quema,

incluyendo una iniciativa para prohibir tanto la quema como el venteo rutinario, adhiriendo como requisito que las empresas capturen el 98 % del gas natural en sus producciones, con miras al 2026; esta votación, fue posible gracias a la elección de la gobernadora Michelle Lujan Grisham, quien durante su campaña en 2019, prometió fortalecer las regulaciones ambientales, sobre todo en la sub cuenca de San Juan, ubicada al noreste de Nuevo México, que había sido noticia nacional, cuando investigaciones científicas encontraron enormes columnas de metano sobre las instalaciones de petróleo y gas, lo que indicaba que los quemadores no estaban haciendo su trabajo correctamente (Koyama, Sadek, & Campa, 2022) y (Energy Information Administration, 2022).

La gobernadora emitió una orden ejecutiva que establece objetivos de máxima prioridad para reducir las emisiones de GEI, incluido el metano, convocando a un grupo de asesores que se encargarían de analizar el estado de la quema en Nuevo México, encontrando inconsistencias en la forma en que los operadores definen qué es quema y venteo, muchas veces tratándolos como similares, lo que hacía que los registros estatales fueran inexactos, desde ese momento los operadores están obligados a reportar los datos por separado (Koyama, Sadek, & Campa, 2022).

Si bien estas nuevas prohibiciones y mayor revisión sobre la quema, el estado actualmente aún permite que la quema se realice en casos que se pueden catalogar como de emergencia y cuando los operadores inician la extracción de un pozo, similar a lo que pasa en Dakota del Norte, en donde la quema es permitida en los primeros días de la extracción de cada pozo, solo que Nuevo México sí exige reportar lo quemado en este periodo de tiempo (Koyama, Sadek, & Campa, 2022).

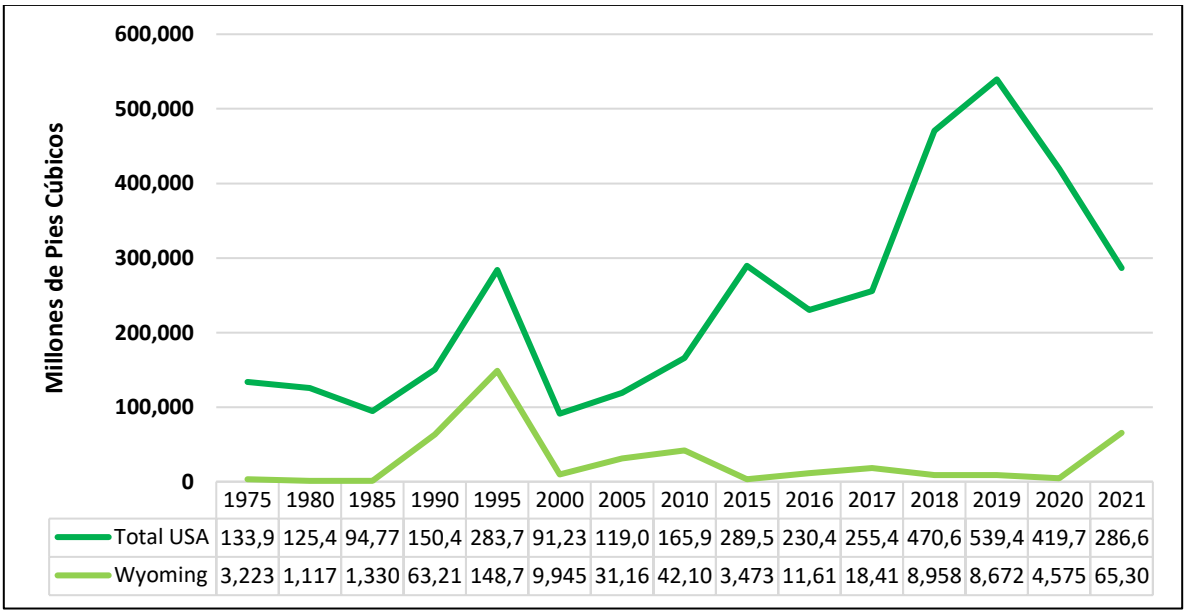
Wyoming

Wyoming al igual que Nuevo México, son estados que dependen en demasía de los ingresos de la producción de petróleo y gas natural, casi la mitad de las tierras del estado, son propiedad del gobierno de los Estados Unidos, que actualmente es el principal supervisor y arrendatario de casi 9 millones de acres de petróleo y gas natural, más que en cualquier otro estado; teniendo unas regalías de cerca de 659 millones de dólares en ingresos en 2022; la quema en el estado es regulada por la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Wyoming, compuesta por 5 miembros, el gobernador del estado que la preside, el director de

la oficina de tierras e inversiones estatales, el geólogo estatal y dos miembros de la sociedad civil designados por votación; por la parte ambiental y de emisiones de GEI, lo hace Departamento de Calidad Ambiental de Wyoming (Energy Information Administration, 2022). El estado produjo en 2021 cerca de 1,374,730 millones de pies cúbicos de gas, que es el 3% de la producción de gas nacional.

En 2021, las compañías del sector del petróleo y gas natural informaron que quemaron ceca de 65,301 millones de pies cúbicos de gas que representa el 23% de la quema nacional y el 1% de su producción estatal, ver ***Gráfica 17***, mientras que el análisis de las imágenes satelitales reveló una producción casi idéntica e inclusive un poco menor, siendo esta estado uno de los únicos en los que las observaciones satelitales y los registros estatales son bastante similares, en respuesta a esta situación la Conservación de Petróleo y Gas de Wyoming comento que no podía dar una respuesta clara sobre la discrepancia entre lo reportado y lo visto por satélites; en este estado además se informó que ventiló para el mismo año más de 1,500 millones de pies cúbicos de gas adicional a la quema (Energy Information Administration, 2022) y (Cloutier & McDaniel, 2022).

Gráfica 17 Quema de los Estados Unidos en comparación al estado de Wyoming



	1975	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Total USA	133,9	125,4	94,77	150,4	283,7	91,23	119,0	165,9	289,5	230,4	255,4	470,6	539,4	419,7	286,6
Wyoming	3,223	1,117	1,330	63,21	148,7	9,945	31,16	42,10	3,473	11,61	18,41	8,958	8,672	4,575	65,30

Fuente: Elaboración propia con datos de (Energy Infomation Administration, 2022)

Las agencias reguladoras en Wyoming permiten a los operadores poder quemar desde 20,000 hasta 60,000 pies cúbicos de gas natural por día, sin la solicitud de un permiso, bajo

la idea de que es vital para asegurar la producción de petróleo, misma que es clave en el desarrollo económico del estado; fuera de esta excepción cualquier operador que quiera periodos extra de quema deberá buscar la aprobación de la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Wyoming, de otorgarse el permiso los operadores podrán quemar hasta 45 millones de pies cúbicos durante un periodo de 180 días, después de ese periodo si se requiere una extensión la Comisión deberá evaluar la solicitud a profundidad; de romper las reglas la Comisión deberá imponer sanciones económicas, como lo ocurrido en 2021, cuando impuso una multa de 11,000 dólares a la empresa Berenergy Corporation por ventilar más de 20,000 pies cúbicos por día, los ingresos de las multas son destinados al presupuesto público del distrito afectado (Energy Information Administration, 2022) y (Cloutier & McDaniel, 2022).

Wyoming, por el tipo de sus ingresos, es un estado, que muestra claramente el interés que tiene el país por el aprovechamiento del petróleo sobre el gas natural, y la poca importancia que la quema tiene dentro de sus agendas de protección del medioambiente y la salud humana, estando en sintonía con las decisiones del sector de los hidrocarburos, mismo que tiene un gran poder en la toma de decisiones nacionales, pues el estado ha desafiado los esfuerzos del gobierno federal para regular la industria y por ende, intentar controlar las emisiones de la quema (Cloutier & McDaniel, 2022).

Ejemplo de esta situación es que, en 2020, ayudó a anular, a través del voto de sus representantes en la cámara de senadores, una revisión que el gobierno federal quería hacer a las actividades de la quema y el venteo a Wyoming; la revisión hubiera requerido la implementación de reglas, tales como obligar a los operadores a aprovechar la mayoría de su gas natural producido, aumentar el tiempo de respuesta ante fallas o fugas y prohibir la ventilación (Cloutier & McDaniel, 2022).

3.4 Porque las empresas queman gas natural y el papel del sector midstream en la quema de los Estados Unidos

El argumento habitual que las empresas estadounidenses tienen para justificar la quema, radica en que es ocasionada por una restricción geológica física, en donde dos recursos naturales conviven en un mismo yacimiento en diferentes estados de la materia y uno de los dos es económicamente más valioso y el otro adquiere un valor más prescindible, dentro de una lógica económica; esto en parte es cierto, pero para entender la realidad de por qué ocurre

la quema en los Estados Unidos, hace falta tomar en cuenta otras dimensiones como el transporte del gas natural y sus costos asociados; pues no se nos debe de olvidar que si bien la quema se decide desde una perspectiva económica en donde el gas no se quemará si el costo de hacerlo es inferior al ingreso que se puede obtener, lo que garantizaría ninguna perdida para las empresas y por el contrario ganancias, ésta siempre se encontrará asociada al transporte de gas natural y sus costos, por ser un proceso indispensable de la cadena de valor de la producción de hidrocarburos, es quien lleva desde donde se produce hasta donde se utiliza y procesa (Argenton, Gilbert, & Upton, 2020).

En este apartado analizaremos las dos dimensiones del sector transporte que generan la quema del gas natural en los Estados Unidos: primero, la falta de capacidad del sector *midstream* y segundo, la discrepancia entre las tarifas de uso del sector contra lo que realmente económicamente se puede obtener del gas natural.

El aprovechar el gas natural tanto en yacimientos secos como húmedos, siempre requerirá invertir en un conjunto de infraestructura y servicios asociados, más allá de lo que requiere el transporte del petróleo, hablamos de líneas de recolección locales para obtener el gas de los pozos, plantas de procesamiento para limpiar y procesar los elementos más pesados que acompañan al gas y la construcción y posterior operación de complejos sistemas de transmisión de larga distancia.

Este requerimiento dentro de yacimientos secos[5] es redituable porque es una etapa vital para que la producción se distribuya y el operador pueda obtener ganancias que superen su inversión, dentro de un entorno en donde no existe incertidumbre sobre el gas que se puede obtener; mientras que en los yacimientos húmedos o asociados, esta inversión al ser opcional, ya que el operador de este tipo de yacimientos no tiene como objetivo de extracción el gas sino el petróleo, puede representar un negocio altamente riesgoso por la incertidumbre que representa que la producción de ese gas no cubra el valor de la inversión en el transporte; por lo que una pequeña parte de la quema del gas natural en Estados Unidos proviene de los operadores que no se arriesgan a invertir en ductos; por ende económicamente la quema es factible para ellos (Argenton, Gilbert, & Upton, 2020) y (Matthew, 2008).

[5] Gas seco: Yacimientos No asociados, es decir o cuentan con la presencia de petróleo, por el contrario si se trata de Gas húmedo: hará referencia a un Yacimiento asociado de gas y petróleo.

Sin embargo, si el operador decidiera tomar el riesgo de conectarse a la red de transmisión porque su producción de gas asociada podría ser redituable en su estimación, aún se toparía con otra de las razones por la que las empresas queman, la capacidad limitada de los sistemas de transmisión para manejar el gas natural asociado; el sistema de gasoductos de los Estados Unidos, si bien es unos de los más grandes en todo el mundo, el sistema indudablemente está articulado en torno a los yacimientos de gas natural seco así como el sistema de oleoductos lo está a los yacimientos húmedos, por lo que la mayor capacidad se encuentra en los polos de gas natural, como lo es la cuenca de Appalachia, dejando relegadas las zonas como Bakken o Permian, que dependen enteramente de las conexiones de gasoductos con las zonas de yacimientos asociados, construidas por las empresas productoras o por empresas totalmente dedicadas al sector *midstream*; por lo que esperar que una industria *midstream* manejada por pocas empresas y con un capital bajo, maneje las si bien menores reservas de gas húmedo en comparación con las secas, es una tarea imposible, que se ve reflejado en que la mejor decisión sea quemarlo, a pesar de los daños que conlleva, que construir una infraestructura que no irá a ningún lado y que finalmente terminará hundida más rápido de lo que se construye (Kaplow & Zhang, 2005) y (Argenton, Gilbert, & Upton, 2020).

Lo que ocurre normalmente en estas situaciones es que las empresas que toman la decisión de invertir en gasoductos a pesar de la incertidumbre sobre la eventual productividad gas natural económicamente recuperable en los yacimientos; intentan tomar la opción más real posible, que es esperar a construir la infraestructura más adelante, cuando se compruebe las cantidades del gas natural en el yacimiento, sin detener sus proyectos de aprovechamiento de petróleo, lo que implica la quema de un porcentaje de la reserva de gas natural asociada; en vez de construir una gran cantidad ductos de inmediato que si bien podrían manejar la producción al inicio de la extracción, después de un tiempo la infraestructura terminaría por no ser utilizada y ser abandonada, representando una pérdida económica en el mejor de los casos; por lo que las empresas que deciden esperar la construcción de sus ductos, sin importarles el beneficio económico que tiene el petróleo sobre su creciente demanda y toman el riesgo de conectar su producción de gas natural, muchas veces no cubren el costo total que representa la construcción y operación de un gasoducto, evidentemente estas empresas al ser

una estrategia arriesgada son más bien una minoría (Argenton, Gilbert, & Upton, 2020) y (Office of Fossil Energy USA, 2019).

Como hemos visto el que se construyan los ductos para ampliar la capacidad, tampoco significa que la quema no se realice, ya que muchas veces las empresas que, íi se arriesgan al negocio del gas asociado, lo hacen hasta mucho después, ya cuando el flujo de gas es constante y ya se han aplicado varios periodos de quema, porque la producción de petróleo no se detiene, siendo más bien el motor de la quema. Pero si ya vimos los efectos que las empresas que invierten en el transporte ocasionan en la quema, qué ocurre con las empresas totalmente dedicadas del sector *midstream* en esas áreas de yacimientos asociados, las que en teoría no invierten en la producción y solo ofrecen sus servicios de transporte; bueno aquí es donde se encuentra otro hito de la quema, los precios del transporte *midstream* (Office of Fossil Energy USA, 2019).

Los precios del transporte *midstream* son las tarifas que estas empresas del transporte cobran a las productoras por el derecho a transportar su gas natural, si estos precios superan el costo de la producción del gas natural, los productores decidirán en todo caso quemarlo, porque para su economía es más viable, que regalar una porción de sus ganancias y perder otra; pero si, por el contrario estas tarifas son demasiado bajas, las empresas *midstream* carecerán de incentivos para invertir en la capacidad, lo que coartará el sistema de transporte y finalmente influirá en que los productores decidan que es mejor quemar ante una insuficiencia de capacidad de transporte; esta facilidad de caer ante los precios del transporte es un reflejo de errores en la fijación de las tarifas, en donde siempre alguna parte quiere ganar más que la otra, en vez de encontrar un equilibro y mitigar la quema directamente (Argenton, Gilbert, & Upton, 2020) y (Office of Fossil Energy USA, 2019).

En 2019, el Banco de la Reserva Federal de Dallas, realizó una encuesta a varios productos de petróleo y gas de la zona, sobre cuáles creían que eran las principales causas por las que quemaban su gas natural, el 45 % de los encuestados mencionó que las tarifas excesivas en el transporte de recolección y transmisión eran la principal causa, y otro 49 % respondieron que las limitaciones de capacidad de transporte y recolección eran la principal razón (Federal Reserve Bank of Dallas, 2019), entonces podríamos preguntarnos: ¿los precios en los servicios *midstream* son lo suficientemente bajos como para alentar el uso del

gas o lo demasiado altos como para incentivar la inversión en capacidad?; empíricamente analizando la información de la encuesta, se podría pensar que en Estados Unidos está ocurriendo un gran desequilibrio de los precios en los servicios *midstream*, teniendo zonas con sobreprecios y otras con subprecios, lo que incentiva la quema en ambos polos, el equilibrio entre tarifas de transporte en esta parte podría ser la clave para detener la quema (Argenton, Gilbert, & Upton, 2020).

Pero por qué ocurre este desequilibrio que genera la quema, pues existen al menos tres posibles razones por la que estos precios no reflejan el verdadero costo del transporte y no se logra un verdadero equilibrio; el primero es que los reguladores del sector *midstream* en algunas partes del sistema fijan un precio estándar que muchas veces no refleja ni la demanda ni la capacidad existente, por lo que se podrían llegar a cometer errores; en segundo, la forma en la que se estructura y desarrolla el mercado de los hidrocarburos podría permitir que las empresas intermedias aumenten los precios por encima de los costos en zonas con baja competencia, y finalmente la infraestructura intermedia al implicar costos fijos de inversión altos y costos marginales de operación mucho más bajos, puede ocasionar que los precios a corto plazo se diferencian de los costos promedio a largo plazo (Argenton, Gilbert, & Upton, 2020) y (Office of Fossil Energy USA, 2019).

Resolver estas distorsiones en los precios del transporte a través de la implementación de mecanismos jurídicos, en unión con las políticas medioambientales, apuntan a ser una de las vías para resolver la quema de los Estados Unidos, pero requiera una unión entre el sector empresarial y sus componentes de la cadena de valor, lo que en el papel parece fácil, pero en la realidad es mucho más complicado como veremos a continuación.

3.5 Las principales empresas responsables

A medida que se ha intensificado la presión sobre las diversas empresas que componen sector de producción de hidrocarburos de los Estados Unidos para que demuestren que se toman en serio el cambio climático, ExxonMobil y BP, han buscado cada vez más presentarse ante la opinión pública como compañías líderes de la industria en la reducción de sus emisiones de quema en sus extracciones de petróleo; ambas compañías pertenecen a la asociación Oil & Gas Climate Initiative (OGCI), un grupo empresarial que realizó un evento de alto perfil

durante la Semana del Clima de la ONU en 2018, vanagloriándose de sus grandes resultados en la reducción de las emisiones de metano (Carter & Donaghy, 2019).

Además, por separado ambas empresas fijaron compromisos individuales para la reducción de la quema, por ejemplo, Exxon comentó que espera que sus planes de reducción de emisiones para 2030 alcancen el 0% propuesto al Banco Mundial para 2030 y reduzcan las emisiones absolutas de gases de efecto invernadero en un 30%, en el sector upstream de la empresa y en un 20 % para toda la corporación. De manera similar, se espera que las emisiones absolutas de quema y metano disminuyan en un 60 % y un 70 %, respectivamente, para 2030.; mientas que BP se comprometió a eliminar la quema y además contantemente publica iniciativas para abordar las emisiones de metano en sus operaciones de extracción (ComunicarSe, 2022) y (ExxonMobil, 2022).

Exxon Mobile en 2022 público su Avance de soluciones climáticas, en donde muestra las acciones que la empresa tiene pensado realizar para alcanzar las cero emisiones para 2050, la compañía idéntica más de 150 pasos, en sus operaciones upstream, downstream y petroquímicas, que se pueden modificar; las acciones que la empresa realiza para su modificación priorizan las medidas de eficiencia energética, la mitigación del metano, las actualizaciones en equipos tecnológicos y la eliminación paulatina de la ventilación de rutina y la quema de gas natural; además se contempla la inversión en los sistemas de generación de energia de cogeneración, los vaporizadores y la electrificación de las operaciones con energias renovables; se espera que estas políticas, más el desarrollo e implementación de tecnologías de bajas emisiones, proporcionen a ExxonMobil oportunidades de inversión adicionales con otras empresas del ramo; todos los planes de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero que contiene el Informe de Avance de soluciones climáticas, están alineadas a las ideas del acuerdo de Paris, el plan de reducción de emisiones de metano de los Estados Unidos y la Comisión Global de Metano (ComunicarSe, 2022) y (ExxonMobil, 2022).

Además, ExxonMobil también ha hecho una inversión estimada de 400 millones de dólares, para expandir la captura y el almacenamiento de carbono en su instalación de LaBarge, Wyoming; que ha capturado más CO2 que cualquier otra instalación en el mundo hasta la fecha. El proyecto de expansión capturará hasta 1.2 millones de

toneladas métricas de CO2, además de los 6-7 millones de toneladas métricas capturadas en LaBarge cada año (Global Energy, 2022).

Y en conjunto con Chevron, también han confirmado que están comprometidas a construir proyectos de gran escala para abordar el cambio climático, a través de la captura de carbón; para este cometido, la empresa lanzo el año pasado, su división de soluciones bajas en carbono, que se encargara de comercializar las tecnológicas contra el cambio climático y aceleramiento de las reducciones en las emisiones de gases de efecto invernadero; entre una de sus primeras acciones es la creación de 20 proyectos alrededor del mundo de almacenamiento de carbono, siendo el primero un centro de almacenamiento ubicado en Texas en torno al gran canal de navegación de Houston, con una inversión de 100,000 millones de dólares, este tiene como objetivo poder capturar 50 millones de toneladas anuales de CO2 para el 2030 y el doble para 2040 (Platts S&P Global, 2021).

Estos esfuerzos por alcanzar las metas de cero emisiones de quema y gases de efecto invernadero, muchas veces no llegan a buen término, debido a que las tecnologías propuestas para mitigar muchas veces son demasiado caras y complejas, lo que muchas veces no cubre lo que se obtiene del aprovechamiento del gas o la captura de carbono, lo que lleva finalmente a que estos esfuerzos con el tiempo al no poder superar la barrera de los costes terminen por esfumarse antes de cumplir su objetivo (Platts S&P Global, 2021); esto se puede corroborar en investigaciones independientes, que sin el sesgo económico, relatan una porción de la realidad de la mitigación de la quema, como lo es la Investigacion elaborada por el periódico digital Unearthed que reveló que ambas compañías Exxon y BP, están fallando en el control de sus emisiones a través de sus procesos de quema, encontrándose entre los peores culpables de quemar gas natural de manera abusiva en los principales campos petroleros del país: Bakken y Permian; a pesar de presentarse como los líderes de la solución de la quema (ver ***Gráfica 18***).

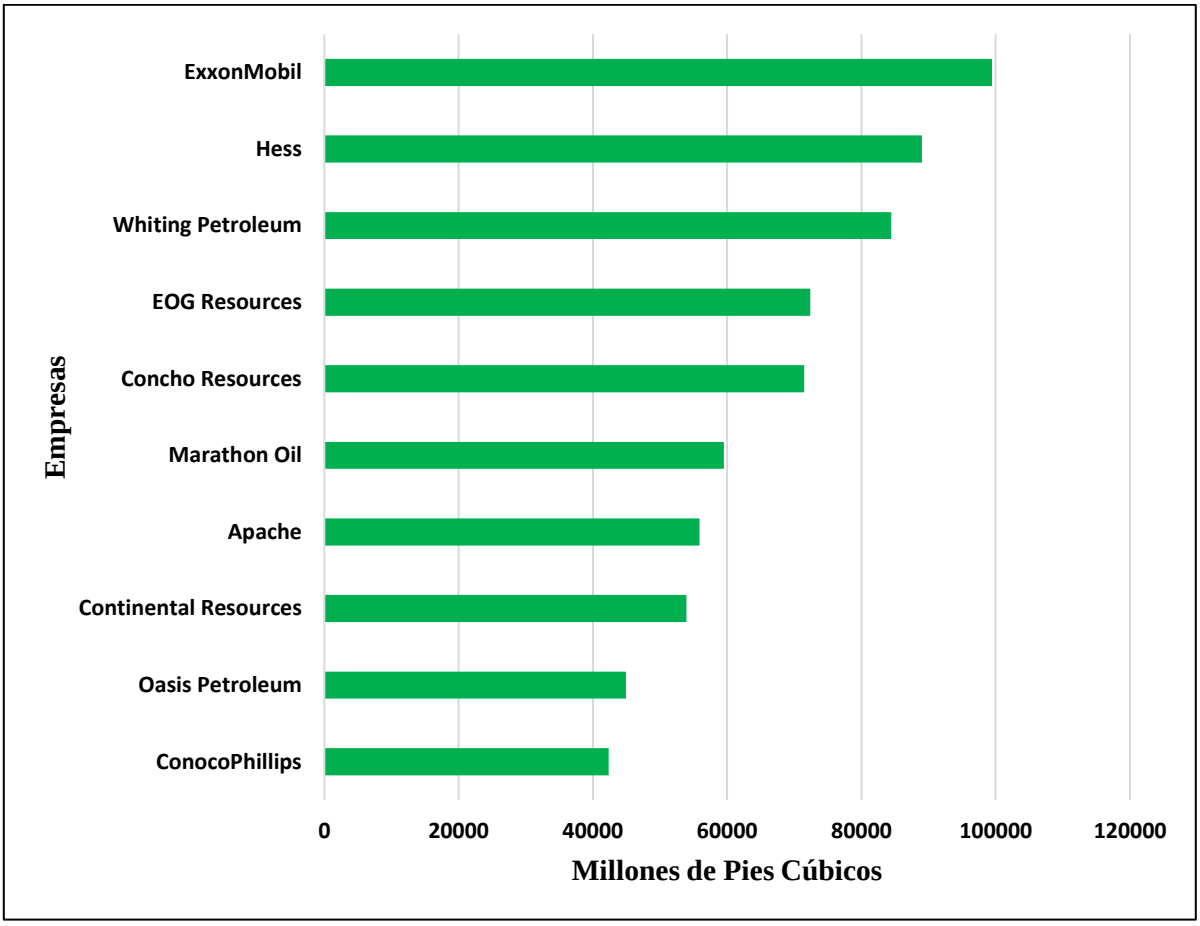
A estas dos empresas se le suman las firmas independientes de Marathon Oil, Whiting Petroleum y Hess Corporation, que también están quemando sin control; esta situación acompañada del siempre constante aumentó en la producción de petróleo, ha iluminado los cielos de Nuevo México, Texas y Dakota del Norte, por los cientos de

campos llenos de quemadores que extraen petróleo sin parar y queman los miles de millones de pies cúbicos excedentes de gas, ver ***Imagen 8*** (Carter & Donaghy, 2019) y (Global Witness, 2019). Nuestra noción del riesgo de la quema aumenta cuando somos conscientes que estas empresas también son las que a nivel nacional más producen petróleo cada año, y como a quedado constatado en apartados anteriores la relación de la quema y la producción de petróleo es real; las empresas que mas producen petróleo en los Estados Unidos son BP con cerca de 237 millones de barriles al año, seguido de Chevron con 177, ConocoPhillips con 153, ExxonMobil con 112 y Occidental Petroleum con 99 millones de barriles al año (US Energy Information Administration, 2009), muchas de estas empresas aparecen en la ***Grafica 18***.

Imagen 8 Vista satelital de la cuenca de Eagle Ford y la intensidad de sus quemadores en comparación de la iluminación urbana cercana.

Fuente: Obtenido de (Perry, 2012)

Gráfica 18 Empresas que más queman gas natural en las 3 principales cuencas productoras de petróleo: Bakken, Permian e Eagle Ford



Fuente: Elaboración propia con datos de (Carter & Donaghy, 2019).

Juntas la cuenca de Eagle Ford, Permian y Bakken representan cerca del 57 % de la producción de petróleo de los Estados Unidos, pero también albergan miles de millones de pies cúbicos de gas natural, que a este tipo de empresas les resulta mucho más fácil y económico desecharlo a la atmósfera; desde el 2011 hasta el 2018 ExxonMobil, quemó cerca de 99 millones de pies cúbicos de gas, más que cualquier otra empresa que opere en los campos de Permian, Eagle Ford y Bakken, a pesar de no ser el mayor productor de gas en muchas de las cuencas, y de que su compromiso de reducir su quema en general en un 25 % para 2020, entre 2017 y 2018, su quema en estas 3 cuencas aumentó un 70 %, a pesar de que la producción y uso de gas amentó un 15%, claramente Exxon intensificó su actividad de producción de quema, sobre todo en

áreas remotas en donde no se contaba con la infraestructura adecuada (Carter & Donaghy, 2019) y (ExxonMobil, 2019).

Por otro lado, BP, argumenta que quema mucho menos gas que sus competidores, y eso es cierto, pero solo en la Cuenca de Eagle Ford, ya que desde 2018, la compañía tomó posesión de varias operaciones dentro de la cuenca de Permian, luego de llegar a un acuerdo con la compañía BHP, de 10.5 millones de dólares, los pozos de petróleo ya estaban quemando grandes proporciones del gas en los yacimientos que cualquier otro productor en la cuenca; desde que BP se hizo cargo de los pozos, su rendimiento de empleo del gas natural ha continuado bajando, llegando de pasar de 12 % de quema de gas a 18 %. La compañía se ha negado a hablar sobre el por qué compró pozos que, según los datos presentados por BHP, eran los que mayor proporción de gas quemaban que cualquier otra empresa en Permian entre el 2011 y 2018 (BP, 2019) y (Carter & Donaghy, 2019).

A pesar del papel clave que desempeñan estas grandes petroleras, la mayoría de las empresas con los mayores volúmenes de quema, son las grandes independientes del *fracking*, como Marathon Oil, que en comparación tienden a pasar desapercibidas por parte de los inversores y la sociedad civil en general, tanto es así que Marathon quemó casi 30 mil millones de pies cúbicos de gas solo en Bakken, mucho más que cualquier otra empresa en la cuenca, esta quema es superior al consumo que países como Colombia, Polonia y Dinamarca tienen de gas (BP, 2022). Al parecer Marathon Oil, utiliza este aparente sesgo para poder quemar a sus anchas dentro de Dakota del Norte, muchas veces ayudado por la Comisión Industrial de Dakota del Norte, que claramente ya ha demostrado estar mucho más interesado en la perspectiva económica, ya que el estado depende en demasía de todos los ingresos fiscales que representa la industria petrolera (Bloomberg, 2019) y (Carter & Donaghy, 2019).

BP y ExxonMobil ha comentado que está comprometida a reducir la quema que genera en la cuenca de Permian, a través de la instalación de sistemas de almacenamiento de gas natural junto a los pozos y sistemas de gasoductos de recolección que conecten con centros de procesamiento, respectivamente, sin embargo, esto no sucederá de la noche a la mañana y es probable que BP y ExxonMobil en ambas

realidades continúen quemando sin control en proporción a cómo aumenta la producción de petróleo, misma que parece no están interesados en detener. Por su parte, Marathon Oil, no se encuentra en ningún sentido interesado en detener el impacto de su quema, pues al pasar desapercibida por la mayoría de la opinión pública, parece no ser un tema de relevancia; no como otras empresas que tienen una quema más visibilizada por lo que tienden a ceder ante la presión medioambiental (Carter & Donaghy, 2019).

3.6 Impactos medioambientales y sociales

Los problemas ambientales y sociales que la quema de gas natural puede provocar en Estados Unidos, siempre estarán asociados a la cantidad de las emisiones de quema y la eficiencia que los quemadores tienen al momento de la combustión; por lo que mientras mayor sea la creación de la quema y exista una menor calidad en la combustión del metano, mayor será el impacto que se pueda generar. Ya que las libraciones de gases de efecto invernadero, terminan por acumularse en la atmósfera y repartirse por todo el mundo (Ismail & Umukoro, 2012) y (World Bank, 2001).

Los problemas ambientales causados por la quema en los Estados Unidos son una realidad global, que se repite en todas las naciones del mundo que realizan la práctica; pero la afectación principal es su participación en el calentamiento global, pues es una fuente importante de gases de efecto invernadero, que contribuyen al cambio climático y a endurecer en un futuro las condiciones para la vida en el planeta Tierra, si esta situación no se controla o mitiga.

La quema libera dióxido de carbono y metano, los dos principales gases de efecto invernadero, de los cuales, el metano es mucho más dañino que el dióxido de carbono, por su mayor capacidad de retención calorífica, pero esto no le quita lo peligroso al dióxido de carbono que si bien retiene menos calor, su disipación es mucho más larga, además que en el proceso de la quema se libera mucho más dióxido de carbono que metano, representando una tasa de acumulación en la atmósfera mucho mayor, mientras que el metano es más bien resultado de procesos esporádicos de fallas en los quemadores (Malumfashi, 2007) y (Ismail & Umukoro, 2012).

Además del impacto que tiene la quema en el calentamiento global y el cambio climático, que se refleja en mayores sequías, inundaciones, aumento del nivel del mar y en

la fuerza de los huracanes; también la quema contribuye a crear problemas de escala local o regional que impacta directamente en la agricultura, las capas forestales y en las estructuras físicas, como lo es la lluvia ácida, que ya experimentan los estados de Texas o Dakota del Norte, en algunas zonas, actualmente.

La lluvia ácida se ocasiona cuando en los quemadores combustionan gas amargo que tiene una alta concentración de azufre y que se libera en el proceso de quema, directo a la atmósfera, en donde se combina con otros compuestos atmosféricos, como el oxígeno y el agua, y finalmente se precipita hacia la superficie; dando como resultado una degradación ambiental severa por acidificación, por el contacto de esta potente combinación ácida con la vida orgánica e inorgánica, contaminando fuentes de agua superficiales, erosionando la tierra, causando lesiones físicas en los seres vivos, dañando cultivos para consumo humano y destruyendo infraestructuras construidas por el hombre (The International Association of Oil & Gas Flaring & Venting in th, 2000).

Estas problemáticas medioambientales son predominantes a lo largo de todas las zonas en Estados Unidos en donde realizan la quema como: Permian, Eagle Ford y Bakken, donde la práctica se lleva a cabo sin ética y mucho menos sin un enfoque medioambiental, lo que finalmente ha contribuido a la degradación del medioambiente de las regiones, de por sí las primeras dos, escasas de recursos naturales abundantes por sus características medioambientales áridas.

El mayor problema de la contaminación a raíz de la quema es la concentración del ácido que se transporta a través de la lluvia, en fuentes de agua superficiales como ríos o lagos, y en las tierras cultivables; se ha encontrado evidencia a lo largo de estas regiones, de la presencia de capas de un material similar al hollín o la ceniza volcánica, principalmente compuesta de azufre y trazas de metano sobre la vegetación de la zona y en el fondo de los lagos, cabe la pena aclarar que estos elementos al ser poderosos químicos tóxicos tienden a eliminar la fertilidad de la tierra, erosionar los campos agrícolas, eutrofizar las aguas y matar a las especies de peces y crustáceos; esta contaminación generada por la quema se mueve gracias al viento y esparce su capacidad tóxica a lo largo del territorio, cada vez más lejos (Ismail & Umukoro, 2012), (Bassey, 2008) y (Uyigue & Agho, 2007).

Este hollín tóxico tiene efectos negativos que afectan a todo tipo de vida orgánica y compuestos inorgánicos, pero tiene una especial facilidad en afectar el crecimiento de las plantas y de fijarse en su estructura, lo que es alarmante, ya que muchos campos agrícolas podrían estar contaminándose actualmente y pasando los químicos tóxicos a través de la ingesta a todo tipo de animales y seres vivos; se han realizado varios estudios para entender los efectos que tiene este polvo tóxico en la vegetación circundante, y se ha encontrado que si bien se necesitan muchos más estudios a nivel químico y celular para comprender la fijación de los químicos tóxicos a la estructura de las plantas, los resultados actuales indican que los efectos de la quema además de extenderse a distancias superiores a los 110 m, los suelos en general están perdiendo su fertilidad y capacidad de ser cultivados rápidamente, gracias a que se forma una capa de contaminantes que despoja de nutrientes a la tierra, un proceso de acidificación de los suelos en pocas palabras (Gobo, Richard, & Ubong, 2009) y (Augustine & Sanford, 1976).

Aquí es donde empiezan los impactos a la salud de los seres vivos, pues como ya se mencionó la contaminación a raíz de la quema se extiende a través de los alimentos de los cuales muchas personas dependen de ellos, muchos pudiéndose consumir localmente o distribuirse a lo largo del país; el hollín contiene toxinas ampliamente reconocidas como el ya mencionado azufre, pero además contiene cerca de 250 toxinas identificadas como el Benceno, sulfuro de carbonilo, tolueno, mercurio, arsénico, cromo, por mencionar algunos; elementos químicos y metales, asociados tanto con la contaminación del aire, como con problemas respiratorios, asma, bronquitis y cáncer de pulmón; por lo cual no es normal encontrar noticias y reportajes de cómo las personas que habitan en las cercanías de los quemadores presenta estos problemas de salud con una facilidad inusual (Ismail & Umukoro, 2012) y (Argo, 2002).

Además, la EPA, también ha declarado que la exposición prolongada a elementos como el benceno, puede llegar a causar leucemia aguda y una gran variedad de trastornos relacionados con la contaminación por materiales pesados en la sangre de los seres humanos; los efectos adversos de las partículas que emite la quema sugieren que muchos de las muertes a causa de enfermedades respiratorias y ataques de asma, en las zonas de extracción podrían ser a causa de estos metales pesados y ácidos, lamentablemente la quema es un tema que pasa

tan desapercibido que todas estas enfermedades tienden a no relacionarse directamente con la práctica, por lo cual no existen registros fidedignos que le den veracidad absoluta a la afirmación, aunque los cientos de reportes en periódicos locales sobre personas que sufren ataques respiratorios repentinos, podría darnos un indicio.

Otros químicos que afectan a la salud humana y que se crea en una antorcha que combustiona gas natural amargo son el sulfuro de hidrógeno que en bajas cantidades puede ocasionar abortos espontáneos, un proceso que en las cercanías de los pozos es bastante común y el más peligroso: el disulfuro de carbono, sustancia química radiactiva que se acumula en las superficies cuando se precipita desde los quemadores, y que asociada al cáncer de tiroides por envenenamiento radiactivo, es común observar tasas de media a elevada aparición de la enfermedad en aquellas áreas geográficas con extensas operaciones de quema (Ismail & Umukoro, 2012), (Argo, 2002) y (Collins & Oshodi, 2010).

Como hemos visto los contaminantes ambientales de la quema se relacionan ampliamente con la aparición de contaminación química en el entorno y efectos dañinos en la salud humana atreves de la generación de enfermedades y trastornos reproductivos, la quema llevada por las corrientes de aire, hace que los seres vivos estén más vulnerables a riesgos a los que no estarían si vivieran más lejos, incluidas las muertes prematuras, respiratorias, cáncer o asma; por lo que replantearse el cómo afrontamos la quema, puede ayudar a que muchas personas no solo en los Estados Unidos, puedan tener una oportunidad de no seguir sufriendo, pues claramente la quema es una omisión que daña a todos los seres vivos a su alrededor, matándolos lentamente; urge replantearse nuevos métodos para mitigarla o reducirla.

3.7 Estrategias de mitigación

Actualmente, en el mundo existen múltiples formas de mitigar la quema, inicialmente sería la producción y aprovechamiento de este gas residual, si esta situación no es factible, por la diferencia entre lo que se obtiene y lo que se invierte, existen otras opciones, como el almacenamiento y la reinyección de gases en reservorios en la corteza terrestre es también una alternativa; su aprovechamiento a través de la obtención de elementos líquidos complejos para otras industrias, a través de la separación química del gas natural, su almacenamiento, la conversión en electricidad, o en el último de los casos se podría intentar mejorar las

tecnologías de la quema, para que la eficiencia de las antorchas reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero; en este apartado analizaremos las opciones que en Estados Unidos se están realizando para mitigar esta práctica.

Las estrategias de mitigación de la quema se resumen en la Tabla 3, posteriormente nos centraremos en analizar brevemente 5 de ellas, al ser las que en desarrollo han tenido un mayor avance, siendo recuperar los elementos líquidos del gas natural, su compresión y transporte a través de medios de transporte diferentes a gasoductos, su reinyección en reservorios, mejorar las tecnologías de los quemadores y la generación de electricidad con el gas asociado (Methane Guiding Principles, 2019).

Tabla 3 Estrategias de mitigación de los Estados Unidos sobre la quema

Estrategia de mitigación	Descripción
1-Evitar la necesidad de la quema	A través del aprovechamiento del gas natural asociado
2-Recuperar gases quemados y venderlos como gas natural o gas natural líquido	Agregar unidades de recuperación de vapor en los tanques
	Reducir la quema durante los inicios y la terminación de pozos
	Comprimir gas natural y usarlo para el transporte terrestre
	Recuperar elementos líquidos de gas natural
3-Almacenamiento	Almacenar gases inyectándolos en yacimientos de petróleo o gas vacíos
4- Encontrar usos al gas natural asociado	Usarlo para generar electricidad
5- Eficiencia de los quemadores	Mejorar las tecnologías de los quemadores
	Mayor supervisión a los quemadores

Fuente: Elaboración propia con datos de (Methane Guiding Principles, 2019).

La primera estratégica de mitigación de la quema que se aplica actualmente en Estados Unidos, es la recuperación de elementos líquidos de gas natural, los sistemas de recuperación de componentes líquidos del gas natural (LGN) van desde la instalación de simples sistemas de válvulas de expansión cercanos a las bocas de los pozos, que condensan el gas natural

para obtener los componentes más pesados como el Pentano (elemento requerido en la construcción de sistemas de refrigeración), hasta la instalación de tecnologías criogénicas o de elevación de presión, que utilizan variaciones de temperatura para separar los elementos, la elección del sistema depende enteramente del operador y los usos finales que quiera darle a los elementos líquidos como el propano, butano, heptano, etc.; estos sistemas de recuperación de líquidos del gas natural, generalmente tienen costos iniciales altos y son altamente dependientes de que la cantidad de gas presente en el yacimiento sea económicamente aprovechable, siendo esta una opción costosa, pero que puede ayudar a recuperar la mayoría del gas y obtener otros elementos vitales para la industrias (Carbon Limits/Clean Air Task Force, 2015) y (Methane Guiding Principles, 2019).

Como segunda estrategia encontramos la compresión del gas natural y su transporte por carretera; el gas natural una vez extraído puede tratarse dentro de centros de procesamiento para eliminar compuestos como el agua y azufre, para que al momento de comprimirse dentro de centro de compresión no presente ningún problema, este tipo de gas natural comprimido (GNC) puede ser transportado a través de carretera, de los pozos donde se extrae y en donde no hay infraestructura de gasoductos a centros de inyección más lejanos que son la puerta de entrada a los gasoductos; todo con el objetivo de palear tanto el desprecio que representa la quema y no tener que esperar a la construcción de gasoductos, simplemente llevas el gas a ellos; lamentablemente este método tiene ciertas limitaciones, como que económicamente solo es viable para sitios con pocos pozos y que tengan la instalación de inyección a no más de 40 km, de lo contrario el costo de la gasolina y el transporte superarán cualquier aprovechamiento de gas natural; si se tratan de múltiples pozos y una mayor distancia, requeriría una mayor inversión de recursos, en transportes y gasolina (Carbon Limits/Clean Air Task Force, 2015).

Como tercera estrategia se encuentra la inyección del gas en yacimientos terminados para resguardarlo o su inyección en pozos con caída en su producción petrolera, para reavivar su producción, a través de la presión que ejerce el gas natural y que obliga al petróleo a salir a la superficie como un conglomerado; esta estrategia es una de las más usadas en el mundo, por ejemplo en 2015 se reinyectaron en el mundo cerca de 17.5 billones de pies cúbicos de gas, mucho más de lo quemado en el mundo para ese mismo año, que fueron cerca de 5

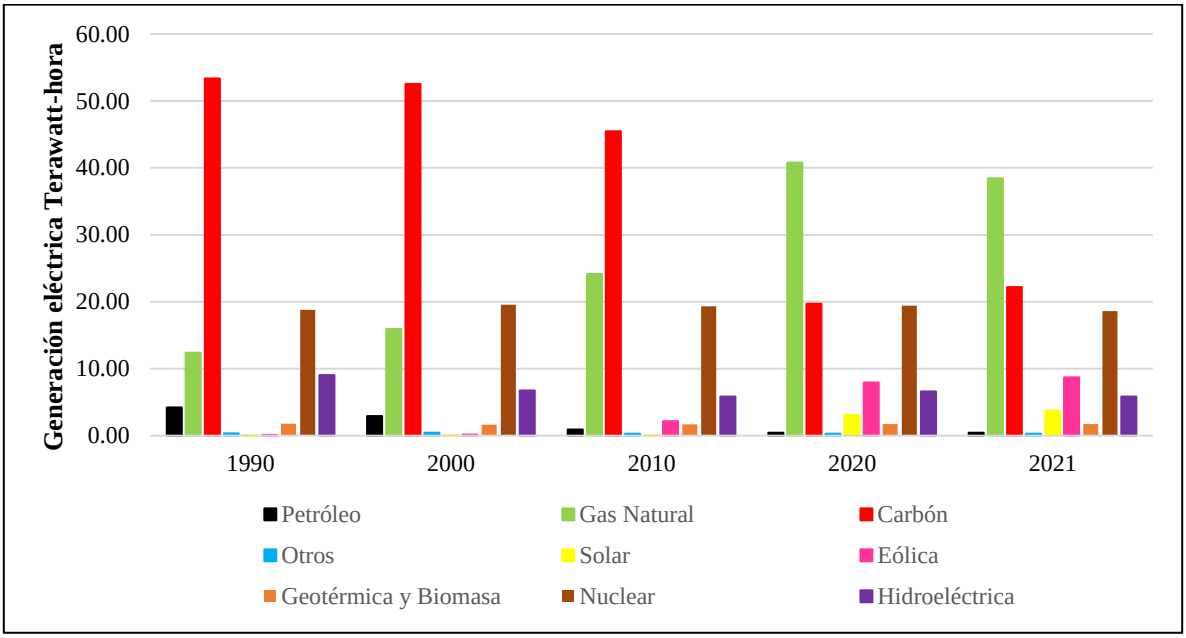
billones de pies cúbicos, estas operaciones de reinyección de gas natural las realizan muchos países del mundo, pero Estados Unidos es el líder con cerca del 22 % de participación en la reinyección, le siguen países como Argelia, Noruega o Irán, pero con participaciones mucho menores. Su principal limitación es el encontrar los reservorios o pozos adecuados que permitan almacenar el gas por tiempos definidos, pero largos (Energy Information Administration, 2017) y (Hoffman, Sonnenberg, Kazemi, & Cui, 2014).

Como penúltima estrategia tenemos la conversión del gas natural en electricidad para su uso en la zona de producción, por medio de la instalación de tecnología de generación eléctrica en el sitio; las turbinas de gas natural pueden convertir los gases en electricidad, teniendo diferentes tamaños de operación que van desde 0,2 a 10 MW, por lo que fácilmente se pueden instalar en las cercanías de un pozo, además de que inclusive existen microturbinas de 20 a 250 KW, la electricidad se puede usar para alimentar los equipos tecnológicos de la producción, hablase de controladores, compresores de aire y bombas hidráulicas (Carbon Limits/Clean Air Task Force, 2015) y (Methane Guiding Principles, 2019).

El proceso de generación eléctrica solo requiere antes de inyectarse en la turbina, pasar por un proceso de procesamiento, que por lo general las turbinas necesitan gases, que contengan pocos o ningún hidrocarburo líquido o azufre; pero realmente lo complicado es elegir el tipo y tamaño de la turbina, pues durante el desarrollo de un proyecto de extracción asociada, el consumo de energía es variable y este se debe mantener estable, lo que pocas veces se logra y muchas de las turbinas no pueden compensar la oscilación, por lo que por general se tiende a tener algún tipo de energía de respaldo; las cantidades de electricidad en un típico proyecto de extracción en los Estados Unidos varía dentro de los siguientes rangos: durante la perforación y terminación de un pozo, la cantidad de energía necesaria puede oscilar entre los 0,5 y 15 MW, e inclusive más; durante la extracción el rango oscila entre los 0,1 a 0,15 MW para un solo pozo y entre 0,25 y 0,40 MW para varios pozos (Methane Guiding Principles, 2019). Este aprovechamiento en el sitio de extracción de hidrocarburos del gas natural para generar electricidad, es una de las estrategias mas solidas de las presentadas dentro de este apartado, debido a que el uso del gas en la generación eléctrica año con año ha venido aumentando y sustituyendo a otras fuentes fósiles con costos más elevados, siendo la electricidad y los sectores que dependen de ella, los principales actores

que han retirado grandes cantidades de gas natural de los quemadores, a continuación se presenta la siguiente ***Gráfica 19***, que muestra la evolución en el uso del gas natural para la generación eléctrica en los Estados Unidos, en donde se puede observar que de pasar de ser la 3 opción más usada en 1990, por detrás del carbón y la energía nuclear, se ha colocado como el recurso energetico más usado en el país para la generación eléctrica, actualmente.

Gráfica 19 Generación eléctrica de los Estados Unidos por fuente energética.



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Elegir el equipo adecuado, además de ser difícil por la cantidad fluctuante de energía que necesitan los equipos, también se le debe de sumar la disminución a largo plazo de la producción, lo que hace que los propietarios diseñen y escojan varios modelos de turbinas a lo largo de la vida útil de los proyectos, siendo esta cuestión uno de los principales obstáculos para su aplicación (Carbon Limits/Clean Air Task Force, 2015).

Y finalmente si el evitar la quema es imposible, las emisiones de metano se pueden minimizar y casi eliminar, si la quema es lo más eficiente posible; el diseño de los quemadores depende principalmente del volumen y las variaciones de flujo del gas en cada pozo, cuando se deben quemar grandes cantidades a veces se diseñan con dispositivos de aire o vapor, para proporcionar cantidades de oxígeno adicional y que la combustión aumente y se queme la mayoría del metano; esta práctica adicional de asistencia con oxígeno puede

aumentar el volumen del gas quemado, pero debe hacerse con sumo cuidado, pues de agregarse demasiado oxígeno se corre el riesgo que la eficiencia de la antorcha disminuya de golpe.

En estudios recientes, de antorchas de este tipo en los Estados Unidos, se observó que esta tecnología lograban la combustión casi completa del gas, con un 98 % de eficiencia, pero requiere un esfuerzo adicional en el control de la asistencia por oxígeno, lo que implica una capacitación adicional al personal que lo supervisará (Methane Guiding Principles, 2019), (Torres, Herndon, & Allen, 2012) y (University of Texas, 2019).

Como ya hemos visto, la quema en los Estados Unidos es un proceso altamente complejo porque se tiene una gran polarización sobre el tema, grandes productores de petróleo que dicen necesitarla a toda costa, para asegurar su producción de petróleo y que se valen de su poder en las altas esferas para posicionar sus ideas como las correctas, en donde se privilegia el crecimiento antes que un desarrollo; y por el otro tenemos a las asociaciones, personas y comunidades, que luchan todos los días para visibilizar la quema, a través de los efectos innegables que tiene en el medioambiente y en sus vidas.

Innegablemente la quema es un proceso nocivo que se ha vuelto tan rutinario que llega a pasar desapercibido, pero su contaminación e impactos se están acumulando lentamente, y a su vez también lo hace su peligrosidad; es necesario llegar a acuerdos sobre el tema y poner siempre al frente a la vida antes que lo económico, intentar trabajar para que las estrategias de mitigación sean una constante y que los propietarios asuman su responsabilidad, trabajando para reducir el problema, que como se ha visto tiene soluciones, solo falta inversión y desarrollo que estas grandes empresas pueden otorgar.

D-Quema y Venteo de gas natural en México

4.1 El origen de la quema del gas natural y la falta de regulación

La quema y el venteo como ya se ha visto son procesos que, dependiendo de las características sociales, económicas y ambientales de un país, tienden a realizarse y desarrollarse de diferente manera, pero compartiendo un origen en común, que parte de la idea del gas natural como un subproducto que resulta de la extracción del petróleo, Es desde esa idea que poco a poco se le van sumando otras causalidades, como la falta de infraestructura de transporte y almacenamiento de gas o la presencia de compromiso de

suministro de gas proveniente del extranjero; es aquí en donde comprender la historia de la quema de gas natural en México puede ayudarnos tanto a buscar soluciones a estas problemáticas como a comprender una realidad distinta a los grandes productores de hidrocarburos como los Estados Unidos que tienden a tener situaciones más convencionales que generan la quema, mientras que el caso mexicano tiende a complicarse por sus mismas condiciones económicas y sociales, más desiguales y la influencia que Estados Unidos ejerce sobre el consumo de gas natural.

La historia de la quema y venteo de México es un tema complejo que puede dividirse en 3 etapas, delimitadas por la intensidad de las regulaciones que el gobierno mexicano pone a la práctica de la actividad, que van desde no tener una regulación establecida, la etapa de la mitigación activa de la quema y la etapa de la utilización máxima del gas natural.

4.2 Etapa 1. Falta de una regulación para la quema

En México como en otros tantos países del continente americano como Venezuela o Brasil, la mayor parte de sus recursos fósiles entiéndase como petróleo y gas natural, son mayoritariamente de tipo convencional y se forman y depositan dentro de la corteza terrestre en un mismo yacimiento, lo que se le conoce como de tipo asociado, de los yacimientos con los que cuenta México, 73 % son de este tipo, siendo el 27 % restante no asociados, es decir se forma el gas natural en un yacimiento independientemente de la presencia de petróleo; esta distinción geológica además de mostrar cómo se formaron los hidrocarburos, también delimita el proceso para obtener los recursos, pues para poder obtener y aprovechar ambos hidrocarburos, sus actividades de extracción se deben realizar de manera simultánea, lo que ocasiona que el gas al estar por encima del valioso petróleo, gracias a su diferencia en densidades, se le llegue a considerar como un subproducto molesto por su gran abundancia y que impide acceder al petróleo menos abundante y económicamente más preciado por su papel clave en sectores como el transporte y la petroquímica (Auditoría Superior de la Federación, 2009) y (PEMEX, 2023).

Si bien esta desestimación del gas natural con el tiempo ha disminuido, gracias a la inmersión que el gas ha tenido en el sector eléctrico, su presencia desde que se aprovechan los recursos fósiles en el país, ha ocasionado que México desde años recientes y hasta 2021 se coloque entre los 10 países que más queman gas natural en el planeta, ocupando la posición

8, con una producción de 7.8 mil millones de metros cúbicos, esto sin siquiera ser un gran productor de gas natural; en conjunto estos 10 países entre los que además se encuentran Estados Unidos, Rusia, Irán, Argelia, Nigeria Irak, China, Libia y Venezuela representan cerca del 75 % de la quema mundial, siendo casos alarmantes como el de México en el que la quema no hace más que aumentar, a pesar de los compromisos medioambientales mundiales adquiridos como World Bank's Zero Routine Flaring by 2030 y las políticas medioambientales y regulatorias nacionales que se han establecido la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y la Secretaria de Energía (SENER) con el pasar de los años (Banco Mundial, 2022).

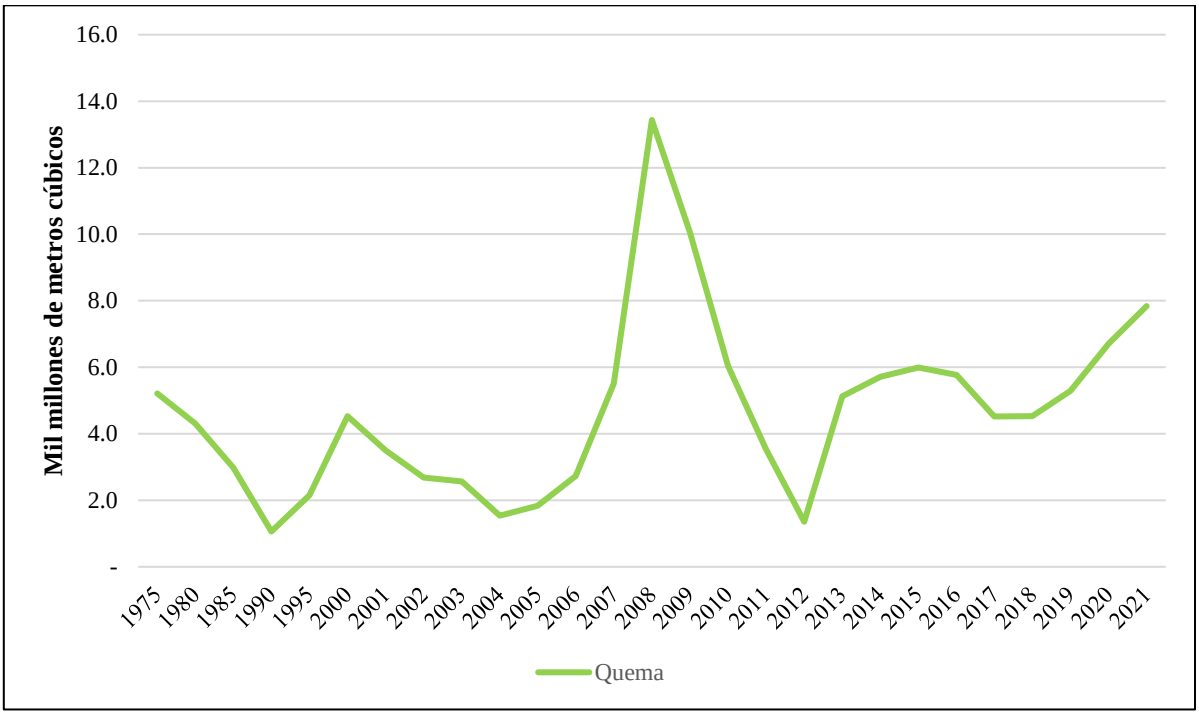
Esto nos habla que la quema en la realidad de la producción de hidrocarburos de México se ha vuelto un proceso tan sistemático, que al pasar tanto tiempo desapercibido para las autoridades mexicanas, ha creado una red de normalización que ha permitido que la quema no deje de aumentar con el tiempo gracias a ser considerado un proceso de rutina que permite obtener más rápido el petróleo, del cual México si podría considerarse una potencia de extracción y del cual su economía depende en gran media de las exportaciones; esta normalización nace y fortalece en el cómo se entiende y controla en un principio la quema en el país, el cual es una práctica rutinaria, que no necesita controlarse, porque sirve para deshacerse de un recurso que no se tienen los recursos ni la intención de aprovechar; este momento abarca la primera de las etapas de la historia de la quema en México, que va desde que se empezaron a extraer hidrocarburos a gran escala hasta mediados del 2009, en un México en donde no existía una regulación sobre qué hacer para mitigar o controlar la quema. En contraste con el incremento de la participación gasífera en el consumo energético nacional y su papel como principal combustible de la generación eléctrica e México.

Esta etapa sin control gubernamental está caracterizada, como se ve en la **Gráfica 20,** por el constante aumento que la práctica de la quema presentó con el pasar del tiempo, sustentándose principalmente en dos factores; el primero relacionado con las características de los yacimientos dicta, que al ser la mayoría de los sitios de extracción del país con una alta concentración de tanto gas natural como de petróleo y de que un buen porcentaje del gas natural de estos yacimientos es de tipo amargo, que es de una mayor dificultad de uso por sus altas concentraciones de azufre y ácido sulfhídrico, es normal que en un entorno sin reglas

establecidas y sin infraestructura adecuada, lo más factible sea su eliminación en quemadores o su ventilación, que darles un uso, destinando la mayoría de los esfuerzos técnicos y económicos al petróleo (Auditoría Superior de la Federación, 2009) y (Colmex, 2010).

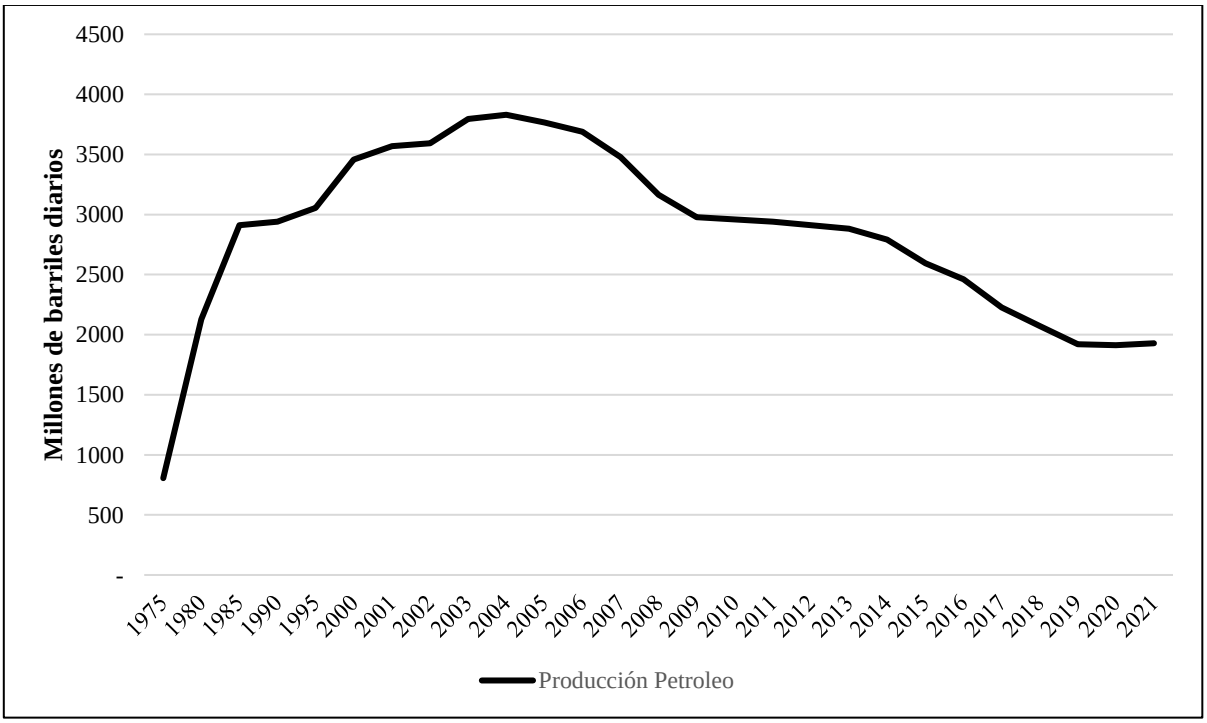
El segundo factor, está asociado con la relación que la quema tiene con la producción del petróleo, que en el caso de México dentro de esa época experimentó un aumento sistemático en su producción (ver **Grafica 21);** gracias al descubrimiento en 1974 de nuevas áreas productoras asociadas en tierra-mar en los estados de Tamaulipas (Tampico, Nuevo Laredo y Reynosa) y Veracruz (Poza Rica), y en 1976 de nuevos campos marinos en Tabasco, Chiapas y Campeche (Chac), siendo último el primer campo marino en la zona costera del estado, denominada geológicamente como Sonda de Campeche, que daría inicio al descubrimiento de nuevas formaciones geológicas ricas en hidrocarburos, que con el tiempo conformarían lo que hoy se conoce como el complejo geológico Cantarell, que se convertiría en los años posteriores en el principal productor de recursos asociados del país, siendo uno de los principales polos de desarrollo de varias industrias nacionales como la petroquímica, y permitiéndole además al país producir petróleo a gran escala; siendo en 1980 con la producción de sus yacimientos en conjunto logró alcanzar un récord hasta entonces en la producción de petróleo, que representó 2,912 millones de barriles diarios, además de una producción de gas natural y quema 25.1 y 4.3 mil millones de metros cúbicos, respectivamente (Auditoría Superior de la Federación, 2009) y (Colmex, 2010).

Gráfica 20 Producción de quema de gas natural México (1975-2021)



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Gráfica 21 Producción petrolera de México (1975-2021)



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Los grandes hallazgos geológicos en el país en la Sonda de Campeche y su producción, delimitan en gran medida, la procedencia geográfica de la quema en el país, pues, cerca del 81.5 % de la quema registrada proviene de la región marina sureste, que se localiza frente a las costas de Campeche, Yucatán y Quintana roo, y como una idea más para reforzar la idea de la relación entre quema y producción petrolera, la zona de la Sonda de Campeche es la que más petróleo aporta al total mexicano con cerca de 797.617 miles de barriles diarios en el 2022 (PEMEX, 2023) y (Secretaria de Energía, 2023).

Posterior a Cantarell le sigue muy detrás con el 8.2 %, la región norte que abarca los yacimientos desde la frontera norte con los Estados Unidos, hasta el río Papaloapan, siendo mayoritariamente yacimientos en tierra; a continuación se encontraría la zona Sur, que son todos los yacimientos terrestres y marinos de ser el caso, de los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz en su parte sur, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, con el 5.5 % de la quema nacional; y estando finalmente la región marina noreste, que abarca toda la plataforma continental del golfo de México, que representa las costas del estado de Tamaulipas y Veracruz en su parte norte, con el 5 % de la quema nacional restante (PEMEX, 2023) y (Auditoría Superior de la Federación, 2009).

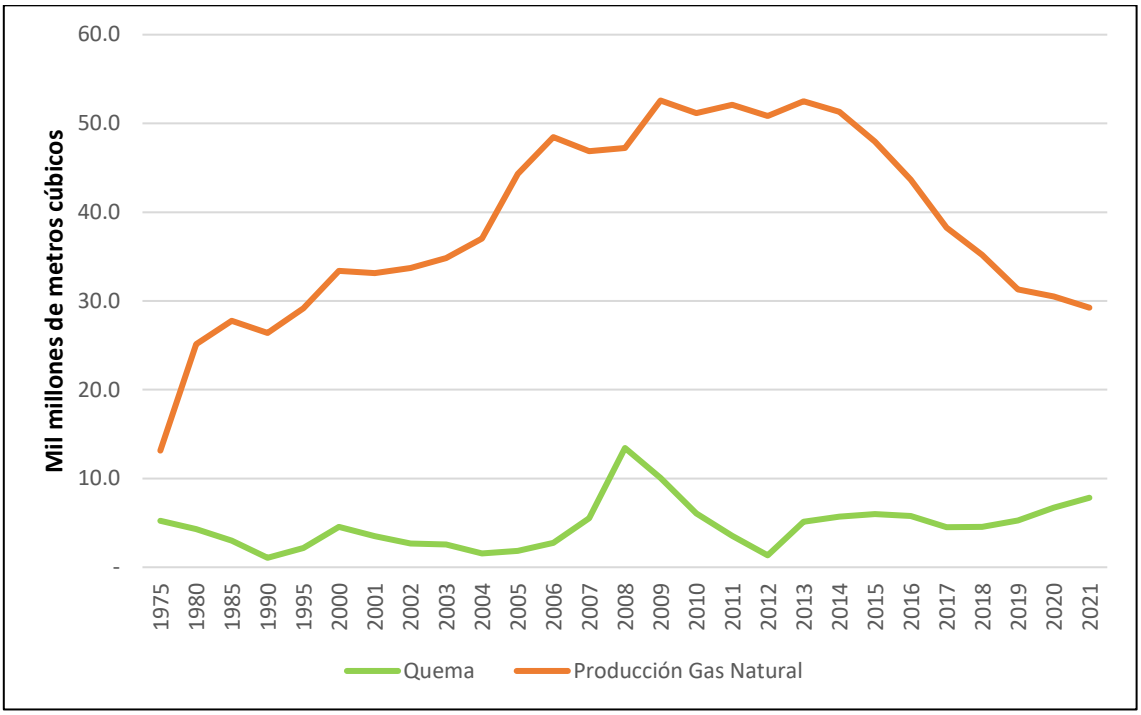
Esta abundancia geológica de recursos fósiles del que en su momento se consideró el segundo campo de producción más grande del mundo Cantarell, y el resto de cuencas, fungieron como el primer principal motor para que la quema, una actividad sin una regulación precisa, se arraigara en el sector de producción de hidrocarburos mexicanos y no parara de aumentar; aunque esta relación con la producción petrolera si bien es beneficiosa para la quema en un principio porque eleva la cantidad de su producción, también posterior a 1980 y hasta 1990, la dejó vulnerable a sufrir de sucesos negativos que afectaron la producción global de petróleo y por ende la de México, como lo fue la sobreoferta petrolera mundial y la liberación de los precios de 1981, la crisis petrolera mundial de 1986 y la inestabilidad del mercado petrolero internacional por la invasión de Irak a Kuwait de 1990, viéndose esto reflejado en varias etapas de fluctuación, ver **Gráfica 20** en donde la producción de quema sube en algunas ocasiones y baja mayoritariamente (Colmex, 2010).

Es hasta principios de 1991 cuando la quema atraviesa uno de sus momentos más bajos de producción histórica con 1.1 mil millones de metros cúbicos, vuelve a ser alimentada,

gracias a que el país experimenta un aumento rápido en su producción petrolera, gracias a la consolidación productiva del complejo Cantarell, que pasa a aumentar su producción en más del 61 %, sumándosele también un aumento generalizado en otras cuencas de las regiones marinas del noroeste y sureste, lo que permitió para el año 2000, tener una producción petrolera de 3456 millones de barriles diarios y alcanzando un nuevo pico de producción de quema, que equivalió a 4.5 mil millones de metros cúbicos de gas natural, ver **Gráfica 20** (Colmex, 2010)**.**

De aquí en adelante hasta 2004, la quema se desvinculó totalmente de la creciente producción petrolera, que llegó a tener una producción histórica en 2004 de 3. 830 millones de barriles diarios, pues en este periodo la quema, sufrió una estrepitosa caída en su producción que llevó a tener para 2004, 1.5 mil millones de metros cúbicos de gas natural, ver **Gráfica 20**; la desvinculación se debe a que en ese periodo PEMEX, aumentó su capacidad en cuanto a la compresión de gas natural dentro de sus sitios de producción, con la compra de compresores de gas natural que se instalaron en una gran mayoría de pozos de extracción, para aumentar la utilización del gas (Mexico Busines News, 2022); si bien esta estrategia mitigó en gran medida la quema y mostró que si se le pone interés en poner una solución, la quema es un problema de fácil y gradual solución, lamentablemente esta estrategia al no formularse para evitar la quema y ser más bien de enfoque de aprovechamiento, resultó ser solo una atenuante temporal, que en años posteriores gracias a la aún constante producción petrolera, no evitaría que se alcanzara el punto máximo histórico de quema de gas natural para México, que fue en 2018 con 13.4 mil millones de metros cúbicos de gas quemado, siendo una cifra considerable que casi representó la mitad del gas producido por el país para ese mismo año que fueron de 47.2 mil millones de metros cúbicos de gas natural, ver **Gráfica 22.**

Gráfica 22 Producción de gas natural de México (1975-2021)



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

El punto de quema máxima en 2008, el agotamiento aparente de las grandes reservas geológicas y la reestructuración interna de las dependencias de control de la extracción, procesamiento y uso de los hidrocarburos, en conjunto, orillaron al país a proceder a la siguiente etapa en su historia de quema de gas natural, que se caracteriza por el control de la actividad por parte de la recién creada Comisión Nacional de Hidrocarburos, con una clara visión de intentar mitigar el desperdicio y quema de gas natural; sus procesos, efectividad y resultados, se discutirán a continuación.

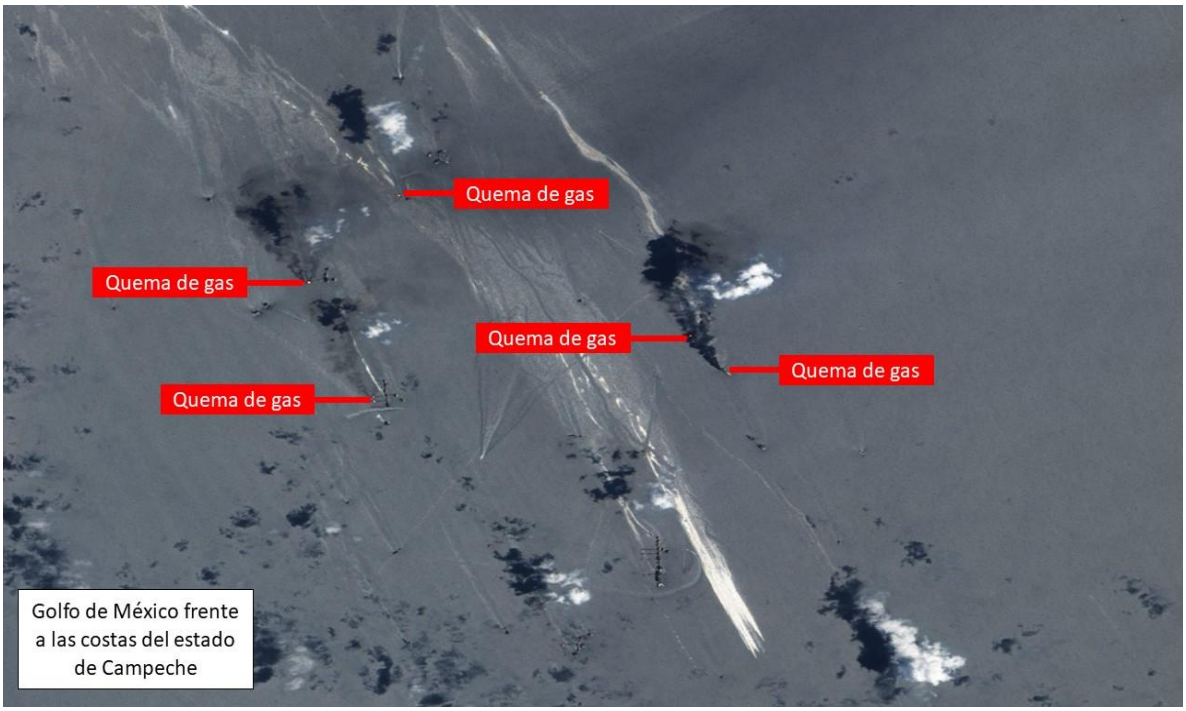
4.3 Etapa 2 mitigación activa de la quema Comisión Nacional de Hidrocarburos y Petróleos Mexicanos

En el año 2008, México había alcanzado una cifra récord en cuanto a la producción de quema de gas natural, coincidiendo con el aumento sostenido de la producción de petróleo hasta alcanzar 3.165 millones de barriles diarios, esto se puede apreciar en la **Imagen 9**, en donde por medio de una imagen satelital se puede observar una serie de plataformas petroleras frente a las costas del estado de Campeche, el estado líder en la producción petrolera nacional, en donde se está quemando gas natural, esto se concluye por que se pueden observar las

llamaradas de los quemadores y el rastro de humo que deja la combustión, el valor de esta imagen además de mostrar cómo se ve el proceso en la zona con la mayor producción petrolera del país, nos ayuda a entender la magnitud del problema que representa la quema, un dilema que se puede apreciar desde el espacio.

Pero a la par de este vertiginoso aumento en quema y producción petrolera el país también experimentaba una declinación en las reservas del campo Cantarell, que se habían visto comprometidas por la velocidad en la que llevo la producción petrolera acelerada, parando de tener en 2005, 1,743.600 millones de barriles equivalentes de crudo en reservas probadas a 1,630.100 en el 2008; y además en el 2010 México celebraba la Conferencia de Cambio Climático de las Naciones Unidas, en donde la temática de la quema y ese máximo histórico alcanzado fueron punta de críticas para la nación, por lo tanto la reducción de la quema de gas en el país, ahora pasaba a ser una prioridad, lo que conllevaría a la inclusión formal de la quema dentro de las políticas nacionales de hidrocarburos, aunque cabe la pena destacar que el llamado a la reducción de la quema provenía de políticas exteriores y no de una decisión formal de las autoridades mexicanas, lo que conllevaría a una formulación poco contundente a la larga de las acciones jurídicas propuestas (Colmex, 2010).

Imagen 9 Quema de gas natural en las costas del Estado de Campeche (2009).



Fuente: (NASA Earth Observatory, 2009).

Es por lo anterior que desde 2009, el manejo de la quema pasa a regularse por la Secretaria de Energía y sus organismos dependientes, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la recién creada Comisión Nacional de Hidrocarburos; siendo esta última la que tendría la mayor parte de las responsabilidades y atribuciones, que vienen desde lo plasmado como sus objetivos generales en la Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que es aportar elementos técnicos a la política actual de hidrocarburos, establecer disposiciones técnicas, expedir y evaluar normas oficiales, supervisar, verificar y certificar el cumplimiento de las disposiciones, etc.; englobando dentro de estos objetivos el control, supervisión y mitigación sobre la quema, por lo que en 2009 se emiten las disposiciones técnicas para evitar la quema y el venteo de gas para los trabajos de exploración y extracción de hidrocarburos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009), (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016) y (Hernández & Velázquez, 2019).

Las disposiciones técnicas tenían como objetivo poder llegar a regular algunos procesos de la extracción del gas natural en los yacimientos asociados de PEMEX y sus organismos subsidiados, realizando una planificación en las técnicas y procesos que deben realizarse para poder conservar el valor económico del gas asociado, alejándolo de la quema,

dotándolo de la distinción de ser un elemento patrimonio de la nación, que debe siempre buscarse producirse y aprovecharse económicamente, siguiendo 6 principios clave que reducirán la quema paulatinamente (Hernández & Velázquez, 2019) y (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009).

El primero de ellos es que PEMEX y sus organismos dependientes deberán siempre sujetarse al marco normativo y de procedimientos establecidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, con el fin de evitar la quema operativa, salvo en los casos que se deba realizar de emergencia o por incidentes externos, en segundo es que las disposiciones establecidas para evitar la quema serán creadas como metodologías técnicas y tecnológicas para que PEMEX las siga, en el diseño de los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, en lo relativo a la evaluación, instalación y selección de alternativas técnicas como centros de compresión, turbocompresores, centros de recuperación de vapor y gasoductos, que maximicen el aprovechamiento, conservación y transporte del gas natural que pueda presentarse en el yacimiento asociado, asegurando que a través de estas medidas se evite su destrucción a través de los quemadores (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016) y (Hernández & Velázquez, 2019).

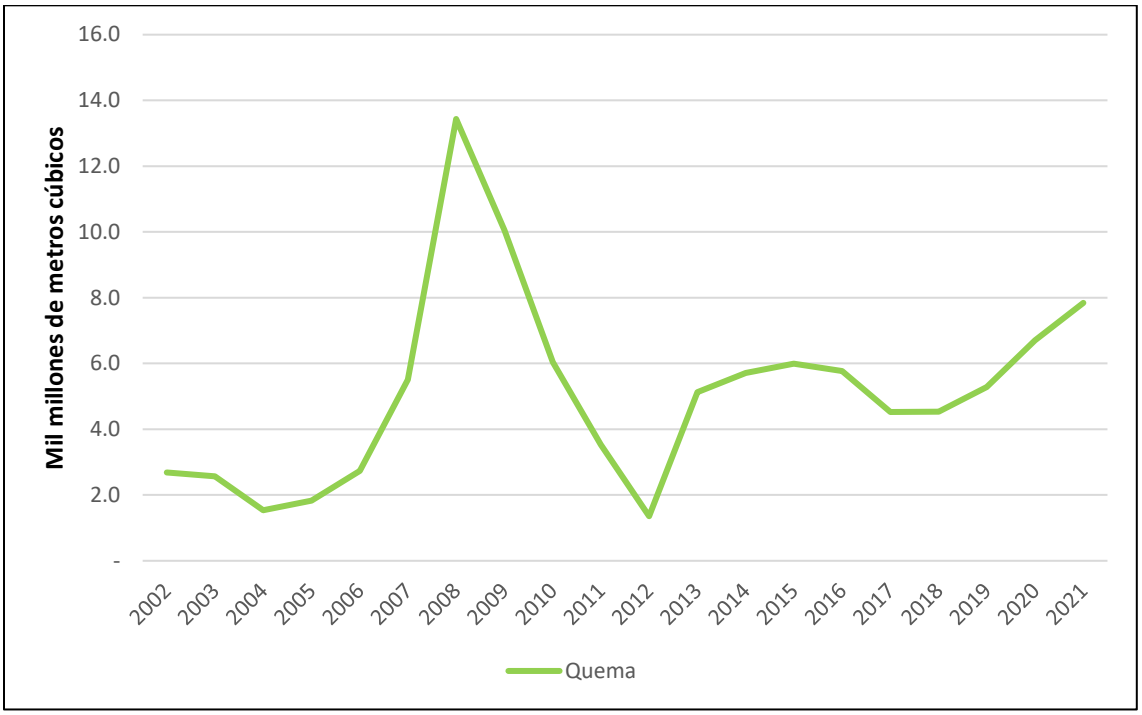
El tercer principio se sustenta en que la Comisión Nacional de Hidrocarburos dará prioridad inmediata a las inversiones en técnicas y tecnología para evitar y reducir la práctica de la quema y el venteo de gas natural en toda la industria petrolera mexicana, además de que también tendrán prioridad las inversiones en materia de seguridad técnica industrial en el sector de la disminución de los riesgos asociados a las actividades del sector petrolero que representen una amenaza inmediata al medioambiente, sus componentes bióticos y abióticos, y la salud de todos los trabajadores del ramo, por ejemplo la supervisión del mantenimiento de medios de transporte de gas natural, análisis químicos de presencia de materiales radiactivos o metales pesados en zonas aledañas a los centros de extracción y la supervisión de sistemas de detección de fugas; como cuarto principio será que la CNH establecerá la aplicación y supervisión de los programas de inversión, construcción, mantenimiento y operación de todas las instalaciones que tengan el propósito de reducir al mínimo el volumen de gas quemado en un pozo de extracción, seleccionadas por PEMEX y que se sustentan en el tercer principio; entiéndase programas de inversión en gasoductos, poliductos, centros de

compresión, turbocompresores, recuperadores de vapor, centros de almacenamiento, metaneros, etc. (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009) y (Hernández & Velázquez, 2019).

El quinto principio dotará las bases a la CNH de establecer los métodos para la verificación del cumplimiento de todas las disposiciones establecidas y los avances que éstas puedan tener en el futuro dentro de planes de desarrollo para la utilización máxima del gas natural; finalmente establecen los procesos que PEMEX deberá seguir al momento de presentar la CNH un programa de cumplimiento que avale los objetivos, medidas, inversión, cronogramas y otras informaciones que avalen que su medida de reducción tecnológica de la quema o venteo de gas natural es técnica y económicamente viable, además de que no interrumpirá las actividades de extracción de petróleo (Hernández & Velázquez, 2019), (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009) y (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016).

Estas disposiciones, además sujetaban el volumen de quema y venteo de gas nacional del país, a un cálculo de límite máximo que podría tener esta actividad anualmente, el cálculo era realizado por PEMEX, y se elaboraba con base en una planeación integral de todos los campos y yacimientos de extracción de hidrocarburos asociados activos, nuevos y en abandono, en los cuales se realizara la quema y venteo, el cálculo de límites máximos en los años que se aplicó oscilaba límites máximos entre los 400 y 450 millones de pies cúbicos diarios; desde la publicación de estos mecanismos, PEMEX se comprometió en la reducción de los índices de quema y venteo de gas natural en el país, con un especial énfasis en su región costera del estado de Campeche que contiene a Cantarell y el nuevo prospecto productor llamado Ku-Maloob-Zaap, por lo cual comenzó a invertir cerca de 3,000 millones de dólares en activos en sus zonas de producción de la Sonda de Campeche (Eschenbacher, 2022) para reducir la quema, a éstas le siguieron la zona norte, Poza Rica-Altamira, la región sur, Bellota-Junco, Cinco Presidentes y Samaria, sucesivamente la inversión fluyó al resto de zonas productoras del país (Mexico Busines News, 2022), logrando como se ve en la **Gráfica 23**, una reducción importante de la quema a nivel nacional, llegando a un nivel mínimo en 2012 de 1.4 mil millones de metros cúbicos, quedando lejos ya los niveles alcanzados en 2008 (Hernández & Velázquez, 2019) y (PEMEX, 2014).

Gráfica 23 Producción de quema de gas natural (2002-2021)



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

El panorama del compromiso entre PEMEX y la CNH para la reducción de la producción de quema en un principio tuvo muy buenos resultados, gracias a la inversión inicial que tuvo el proyecto en sistemas tecnológicos para captar y aprovechar el gas, lamentablemente a pesar de que inclusive en 2011 PEMEX anunció que invertiría US$2,400 millones en un programa de reducción de emisiones, si observamos la **Gráfica 23** la quema desde 2013 a 2015, tuvo un repunte considerable, llegando a 6 mil millones de metros cúbicos de gas quemado; que inclusive se podían llegar a ver desde el espacio (**Imagen 10)**, que muestra cómo las llamas de los quemadores en esa época en la Sonda de Campeche, quemaban gas natural de una manera tan intensa tanto en tierra como en el mar, que por la noche desde el espacio parecieran ciudades enormes consumiendo electricidad.

Imagen 10 Quema de gas natural en las costas de los Estados de Campeche y Tabasco (2012)

Fuente: (NASA Earth Observatory, 2012).

Este repunte fue debido a que la petrolera estatal, abandonó paulatinamente el interés en el proyecto, debido a una serie de factores como lo fueron el enfocarse en mover sus activos a la producción del yacimiento de Ku-Maloob-Zaap, el bajo precio del gas redujo el interés en su aprovechamiento y principalmente porque las prioridades políticas de la época cambiaron de una reducción de la quema y protección del medioambiente a un aumento de la producción de petróleo; lo que finalmente agregado a la falta de sanciones y multas por parte de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, terminó por hundir el proyecto que había tenido buenos resultados en la reducción, la quema una vez más mostraba que el pasar desapercibida es su mayor peligro, no solo por los riesgos ambientales que conlleva, sino que aleja a países como México de alcanzar su anhelada soberanía energética, por el alto costo del desperdicio energético, de la mano de la creciente dependencia gasífera estadounidense, que nuestro país ha experimentado desde inicios del siglo XXI (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009), (Eschenbacher, 2022) y (PEMEX, 2014).

A partir de este momento y hasta la entrada de la nueva reforma constitucional en materia energética del 2013, que implicaría un cambio en el enfoque de la regulación de la

quema en 2016, la Comisión Nacional de Hidrocarburos débilmente intentaría como organismo regulador por todas las vías posibles que PEMEX cumpliera con lo acordado a través de la aplicación de multas que llegaban como monto máximo a 106,000 dólares, las cuales si se compara finalmente con lo que PEMEX puede obtener de la venta del petróleo es claramente insuficiente para representar una medida persuasiva y contundente que evite la quema (Eschenbacher, 2022) y (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2009).

4.3 Etapa 3 Nuevas regulaciones-cambio de enfoque

Con la entrada en vigor de la Reforma constitucional en materia energética de 2013, impulsada por el presidente Enrique Peña Nieto, que se planteaba la diversificación y modernización del sector energético nacional fundamentalmente con una mayor apertura de éste a la inversión privada, con el fin de maximizar el aprovechamiento de hidrocarburos, y el respaldo que México daba a varias iniciativas para la reducción de emisiones de quema y metano, como la iniciativa Zero Routine Flaring para 2030, firmada en 2016, impulsada por el Banco Mundial, la Iniciativa global del metano firmada en la Conferencia de Naciones Unidas sobre Cambio Climático en 2021 y su adhesión a la Coalición Clima y Aire Limpio, impulsada por el Programa para el medioambiente de la Organización de las Naciones Unidas, y que tiene como objetivo mejorar la calidad del aire y eliminar las principales fuentes de contaminación atmosférica (Secretaria de Relaciones Exteriores, 2021), (Programa para el Medioambiente ONU, 2018) y (Organización de las Naciones Unidas, 2016); una reconfiguración a nivel institucional sobre cómo abordar el problema de la quema era necesaria, tomando en cuenta además el camino catastrófico que PEMEX había tenido hasta el momento y que a nivel internacional había acarreado graves críticas al país por su nulo interés en el tema (Banco Mundial, 2022).

Es en 2016 cuando el panorama de regulación de la quema en México cambia de enfoque, pasando de intentar minimizar la cantidad de la producción de quema, a uno en donde se pueda aprovechar al máximo ese hidrocarburo asociado, agregando además la protección medioambiental como un asunto central en la formulación de reglas y directrices; la Comisión Nacional de Hidrocarburos, seguiría teniendo un papel central en el tema pero, ahora la Reforma Energética de 2013, dotaría a otras dependencias de facultades en apoyo a la CNH, como lo fue la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección del

Medioambiente del Sector de Hidrocarburos (ASEA), que tiene la facultad para supervisar el cumplimiento de los estándares, condiciones, normas de seguridad operática y de protección del medioambiente, por parte de los operadores petroleros, en relación con la quema y venteo de gas natural.

En ese contexto, en 2018 la ASEA, publica los Lineamientos para la prevención y control integral de las emisiones de metano del sector de hidrocarburos (ASEA, 2018), estos lineamientos representan requerimientos técnicos y tecnológicos, entiéndase compresores, gasoductos, etc., que necesitan las instalaciones actuales y nuevas de la cadena de valor del aprovechamiento de hidrocarburos, para cumplir con los límites de emisión de gases de efecto invernadero y quema de gas natural (Banco Mundial, 2022).

Esta nueva reconfiguración también implicó que la quema y el venteo, estarían sujetas a la Ley general sobre el equilibrio ecológico y la protección del medioambiente de 1988, emitida por el Congreso de la Unión (Congreso de la Unión, 1988) y de otras normas técnicas ambientales emitidas y que crean pertinentes provenientes de la Secretaría de medioambiente y recursos naturales (SEMARNAT), la ASEA en ese sentido también podrá imponer condiciones adicionales de carácter medioambiental, de ser requeridas, como parte de la aprobación de la normativa ambiental (Banco Mundial, 2022).

Por su parte la Comisión Nacional de Hidrocarburos dentro de sus atribuciones de regulación y supervisión técnica para contrarrestar la quema, volvió a establecer lineamientos y procesos, de sus responsabilidades y las que adquieren los operadores petroleros, pero ahora con un método central que consiste en fijar metas de aprovechamiento de gas natural asociado por cada pozo de extracción de un yacimiento, abandonando el enfoque de mitigación directa de la producción de quema, por uno en que a través de la obligación de uso de ciertas cantidades de gas presentes en el yacimiento, teóricamente con el pasar del tiempo la quema se reduciría paulatinamente.

La Comisión Nacional de Hidrocarburos como parte de sus objetivos actualizados para contrarrestar la quema, buscaría cumplir sus tres 3 objetivos centrales que engloban el aprovechamiento del gas como herramienta central, estos van desde establecer los procedimientos, criterios y requisitos para la evaluación del cumplimiento de la meta de utilización de gas asociado y de los programas de aprovechamiento del mismo, dictar los

procedimientos administrativos para la supervisión del cumplimiento de la meta y establecer los elementos técnicos y operativos que definirán el nivel de la meta, dato con el cual se estructurarán los programas de aprovechamiento de gas natural asociado; conforme a ciertas bases y criterios se define la meta como el porcentaje del gas natural presente en un yacimiento que se tiene que aprovechar, habitualmente la meta ronda en un 98 % anual (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016) y (Hernández & Velázquez, 2019).

Estas disposiciones tienen el objetivo de definir el cómo los operadores petroleros deben planificar y realizar las acciones de sus inversiones para contar con la capacidad tecnológica y técnica para aprovechar al máximo el gas asociado que se encuentre en cada uno de sus yacimientos, atendiendo a que, desde que se elabore el plan de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos de un yacimiento, el operador deberá realizar una planeación anexa que permita proyectar la capacidad instalada que se requerirá a lo largo del ciclo de vida de la extracción, en el sentido del manejo del gas natural que se tiene proyectado encontrar; con base en esta capacidad de manejo de gas, el operador determinará las acciones e inversiones a desarrollar, para mantener una política de mejora continua en la optimización del aprovechamiento y disminución de los volúmenes de lo no aprovechado (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016) y (Hernández & Velázquez, 2019).

También con base en la meta establecida por la CNH, cada uno de los operadores petroleros deberán presentar a la CNH, sus correspondientes proyectos de programas de aprovechamiento de gas natural asociado, estos proyectos deberán siempre estar a la par de los planes de exploración y explotación del yacimiento, en lo relativo a la evaluación de las alternativas para que se lleve a cabo el aprovechamiento que la meta propone; además el operador deberá realizar las inversiones necesarias a lo largo del ciclo de vida del proyecto, con el fin de incrementar o mantener el cumplimiento de la meta establecida y de evitar o reducir cualquier destrucción de gas natural; finalmente, los operadores deberán promover los esfuerzos tecnológicos para desarrollar proyectos que incrementen la capacidad de aprovechamiento de gas natural asociado y privilegiar el uso del gas dentro de turbinas para la generación energética, destinando solo la quema a cuestiones de seguridad; El correcto diseño de los programas de aprovechamiento de gas y cumplir con cada una de estas etapas ayudara al operador a alcanzar el mayor potencial de aprovechamiento de gas natural, y por

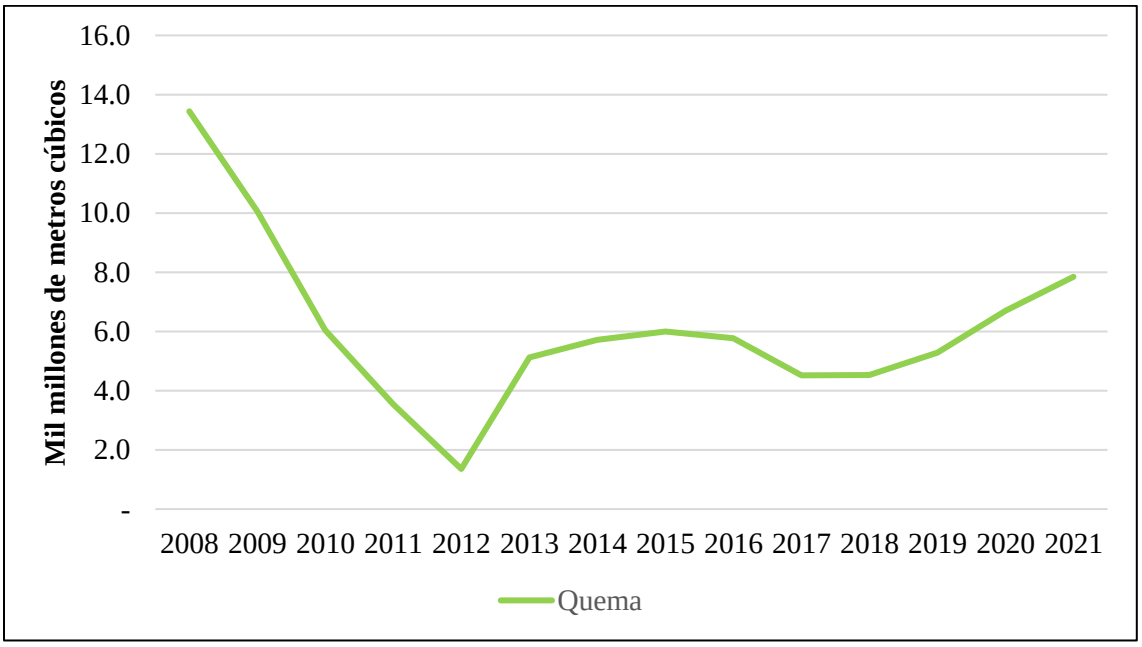
ende también definirá el aumento en la producción de la quema o su disminución (Hernández & Velázquez, 2019) y (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016).

La CNH, recomienda a los operadores petroleros en esta etapa regulatoria a destinar sus ingresos y acciones de aprovechamiento de gas natural asociado, a actividades relacionadas con el empleo del gas natural en el yacimiento, a diferencia de la etapa anterior en donde las inversiones tecnológicas se destinaban a la construcción de gasoductos y centros de compresión, esto se debe a que en la etapa anterior de regulación muchos de los pozos de extracción se encontraban en una etapa inicial y poco consolidada, en donde los recursos de gas asociado era mucho mayores y abundantes, por lo que requieren tecnologías de aprovechamiento mucho más grandes y masivas, mientras que en esta segunda etapa, nos encontramos con pozos de extracción consolidados y maduros, que permiten al operador jugar entre las alternativas de su uso en el sitio (Hernández & Velázquez, 2019) y (PEMEX, 2016).

Algunas de las actividades de consumo recomendadas por la CNH, son la conservación, que consiste en mantener el gas natural dentro de otros yacimientos que sirven de reservorios, siendo inyectados en la corteza por medio de compresores; la transferencia, que implica mover el gas natural de un pozo a otro en el cual, si se tenga la capacidad de ser aprovechado, esto por medio de ductos que conecten las estructuras; a estas estrategias le sigue el bombeo neumático que es un sistema artificial de producción de hidrocarburos, que aumenta la capacidad de extracción de petróleo de un pozo, por medio de la inyección de gas a altas presiones, venciendo la contrapresión ejercida por el tubo del pozo, lo que permite el fluir más eficiente a la superficie; y finalmente se encuentra el más fácil de utilizar técnicamente, ya que no requiere trasladar el gas a otras instalaciones lejanas al pozo, el cual se llama autoconsumo, una estrategia consistente en la utilización del gas natural en diversas actividades de generación de energía en el mismo pozo, como lo es su uso como combustible para diversos tipos de maquinaria como turbinas o motores de las perforadoras, su uso para generar electricidad por medio de ciclos combinados, suministrando electricidad a las instalaciones y su aplicación en dispositivos neumáticos para controlar parámetros de temperatura y presión (Hernández & Velázquez, 2019), (PEMEX, 2016) y (PEMEX, 2016).

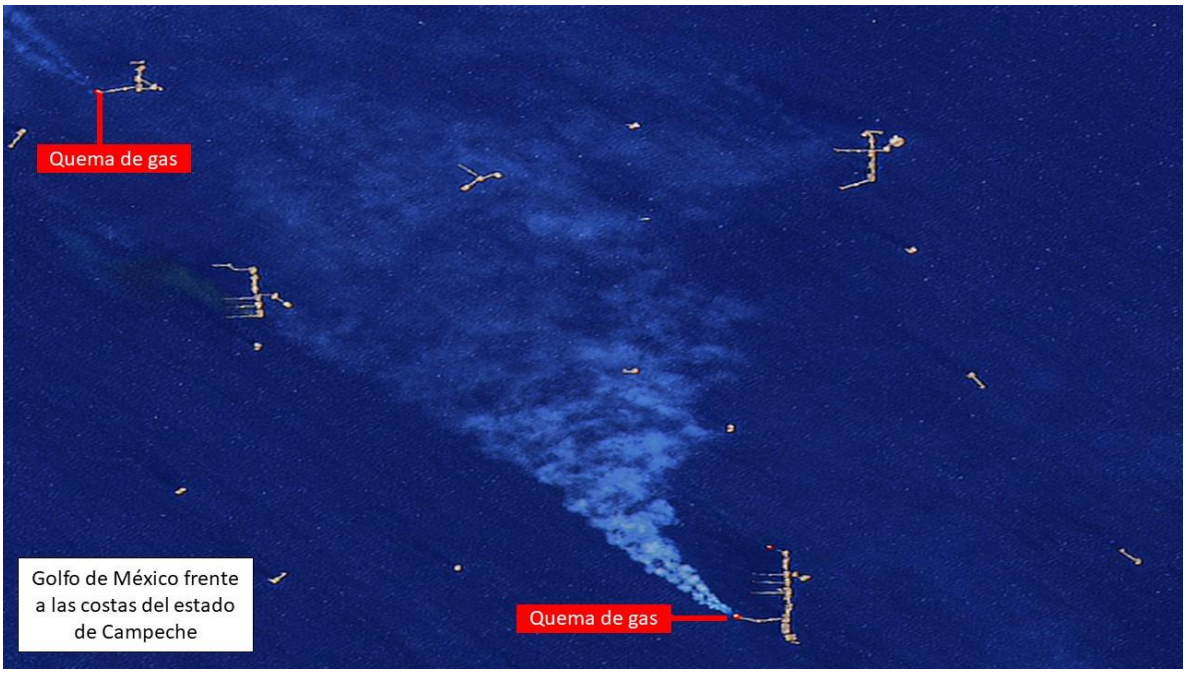
La aplicación de estas metas de aprovechamiento de gas natural a partir de 2016 y la inversión en tecnología y técnicas de aprovechamiento por parte de los operadores de aproximadamente 659 millones de pesos (PEMEX, 2016), tuvieron un efecto positivo en la reducción de la quema en el país, como se puede observar en la **Gráfica 24**, pasando de 6 mil millones de metros cúbicos de gas quemado en 2015 a alcanzar con el pasar de los años a 4.5 mil millones de metros cúbico en 2018, esto se puede apreciar en la **Imagen 11**, en donde la quema de gas natural se redujo a simple vista, si se compara con las imágenes anteriormente mostradas en donde varias plataformas petroleras, quemaban gas natural en la mayoría de estas, a pasar en 2017 a solo unos cuantos quemadores activos a la vez, pudiéndose ahora apreciar algunas de las plataformas que anteriormente se encontraban cubiertas por el humo que emanaban los quemadores.

Gráfica 24 Producción de quema de gas natural (2008-2021)



Fuente: Elaboración propia con datos de (BP, 2022).

Imagen 11 Quema de gas natural en las costas del Estado de Campeche (2017).



Fuente: (NASA Earth Observatory, 2017).

Los porcentajes de aprovechamiento de gas asociado por yacimiento rodaron para 2016 entre el 70 % y el 99 %, siendo los casos más destacados Macuspana (Bloque S01) con 99.7 %, Samaria Luan (Bloque S02) con 99.6 % y Aceite Terciario del Golfo (Bloque N02) con 99 %, y los que menos aprovecharon su gas fueron los grandes yacimientos de la Sonda de Campeche, Ku Maloob Zaap con 85.6 %, Cantarell con 80.9 % y Abikatun Pol Chuc con 70.3 %, esta diferencia entre las grandes cuencas del golfo de México y el resto, se debe a que la producción y sus reservas son diferentes y por ende su meta es más fácil de alcanzar cuando el gas asociado disponible es menor (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016), (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016) y (Hernández & Velázquez, 2019).

Dados los buenos resultados durante el periodo 2016 y 2018 de las directrices sobre el aprovechamiento de gas natural, se esperaba que el descenso en la quema continuara o mínimo se mantuviera en números similares, sin embargo, la falta de recursos financieros destinados al sector *upstream*, la falta de infraestructura para el procesamiento de gas natural con altos porcentajes de nitrógeno, falta de mantenimiento de equipos ya existentes, fallas en los centros de bombeo, el descubrimiento de cada vez más yacimientos de gas amargo y el cambio de prioridades, en los siguientes años, hacia un aumento de la producción (PEMEX,

2020), han impedido que muchos de los proyectos técnicos y tecnológicos se implementen en los yacimientos, dificultando la lucha de los operadores como PEMEX de poder cumplir con las metas que la CNH establece, viéndose esto reflejado en que desde 2019 y hasta la actualidad, y a pesar de los efectos que la pandemia global de COVID-19, tuvo en la industria petrolera, la quema ha estado en constante aumento, ver **Gráfica 24**, llegando en 2021 a 7.8 mil millones de metros cúbicos (Banco Mundial, 2022).

Para dimensionar las pérdidas que esta práctica tiene en la economía y el sector energético nacional, se estimó que, en 2019, los 5.3 mil millones de metros cúbicos de gas quemado, representaron una pérdida económica potencial de cerca de medio millón de dólares por día.

Finalmente, en relación con los años recientes es importante destacar, que independientemente de cómo se comporte la producción de hidrocarburos del país en los próximos años, la quema sigue en aumento y tiene que abordarse con una estrategia mucho más eficaz que las implementadas hasta ahora, que busque mitigar las falencias y problemas que dentro del proceso de extracción de hidrocarburos generan la quema; además el correcto aprovechamiento de este vital recurso energético podría ayudarnos a cubrir la cada vez más creciente demanda interna de gas natural, que somete a regiones del país como el sur a un déficit en cuanto a su suministro, y que lamentablemente parecería querer ser cubierta por la cada vez más grande dependencia del gas natural importado por los Estados Unidos, proveniente de las cuencas de *Permian* y *Eagle Ford* en Texas y que será transportado por el recién construido gasoducto Texas-Tuxpan (Zavala & Yawanarajah, 2010)y (Luna, 2022).

4.4 Actualidad

Entre 2020 y 2022 el presidente Andrés Manuel López Obrador, ha realizado varias acciones para reformar el sistema energético nacional y poder crear, y desarrollar un proyecto integral para alcanzar la autosuficiencia energética, alejándose de la dañina dependencia del gas natural estadounidense y con una clara intención de equilibrar las prioridades económicas con las de gestión del medioambiente, para ello se han propuesto una serie de acciones para alcanzar la autosuficiencia, entre las que para el presente trabajo se destaca el aumento en la producción de gas natural y petróleo para consumo interno, y el mantener una política energética centrada en el favorecimiento de las empresas estatales que componen el sector,

en respuesta de los efectos de la reforma energética del 2014 del presidente Enrique Peña Nieto (Luna, 2022) y (LaPolíticaOnline, 2023).

En este sentido en contra de la quema, como ya hemos visto, Pemex se ha adherido a muchos de los compromisos globales en materia de la protección del medio ambiente que existen actualmente, sin embargo aun en 2023, en un mandato que ha puesto una mayor importancia en la paraestatal y a su producción de hidrocarburos, aun Pemex, carece de un proyecto claro y tangible para enfrentar la quema, solo mostrado pequeños avances en la reducción de la práctica, siendo mucho mayores, las falencias que tiene en relación al tema, como lo es que hasta el 2022 la empresa seguía sin cumplir con las normas de quema de gas que estable la CNH, aumentando el volumen de gas envidado a la atmosfera que paso de 243 millones de pies cúbicos en 2021 a 721 millones de pies cúbicos; achacando la empresa dicho aumento a que los centros procesadores de gas natural de Pemex transformación industria no podían utilizar ese gas, porque no contenían las especificaciones mínimas requeridas, por lo que se recurrió a la quema; cuando en la realidad es sabido que estos aumentos se deben tanto a fallas y carencias que tienen los sistemas de almacenamiento, bombeo y transporte de gas natural (LaPolíticaOnline, 2023).

En el 2022 en el marco de la 27 Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático, Pemex se comprometió a realizar una inversión de hasta 2,000 millones de dólares para poder retomar y reforzar, sus acciones contra la quema, pero hasta el día de hoy esta inversión tanto no se ha realizado como, aun no se sabe de dónde saldrían esos recursos, ni como se utilizarían; es evidente que actualmente si bien en México el sector de los hidrocarburos ha vuelto a representar un pilar para el desarrollo no solo energético; aun para el gobierno federal, la quema no tiene la importancia real, que se dice tener cuando se firma un compromiso medioambiental, tal vez por que para eliminar la quema, es necesario reparar e invertir en la solución de los errores y falencias que dentro del sector de la producción de hidrocarburos permiten la aparición de la quema, y que incluso podría necesitar la reducción en el ritmo de la producción de petróleo, algo que en un país con una preferencia obvia por la producción de petróleo y que ha podido en el actual sexenio mantener su producción estable, parece un tema que no es de fácil solución, pues se contraponen (LaPolíticaOnline, 2023).

Es ahora en este momento en donde la producción de petróleo vuelve a ser importante para alcanzar libertad energética del pueblo mexicano, que sería vital crear una nueva estrategia que tome en cuenta el gas natural asociado, como el bien estratégico que es, salvándolo finalmente de los quemadores gracias a la inversión en tecnología y prácticas y reduciendo la quema hasta desaparecerla; las acciones aún están en proceso y hace falta tiempo para poder ver resultados, pero atender la quema, un tema que en la historia de los hidrocarburos de México ha sido un claro obstáculo, podría ser la clave para alcanzar lo deseado (Zavala & Yawanarajah, 2010)y (Luna, 2022).

4.5 La quema no aprobada

La aprobación de la quema en México es un proceso que puede llevar dos vías, que dependen enteramente de las necesidades del proyecto de extracción, estas pueden ser quemas con y sin aprobación, la primera como ya se ha visto requiere una diseño y cuantificación durante la elaboración de un plan de desarrollo de exploración y extracción de gas asociado, este puede ser aprobado o no, por la CNH y ASEA, si cumple los requisitos de aprovechamiento de gas natural y de inversión en tecnología y técnicas para alcanzarlo; mientras que el segundo caso representa a los casos fuera de lo común, que de realizarse no implicaría una sanción económica para el operador, ya que de no realizarse podría traer efectos mucho más negativos para el medio ambiente que la quema misma (Banco Mundial, 2022).

La quema sin aprobación previa de la CNH, solo estará permitida al igual que la ventilación, en casos de emergencia externos a lo proyectado en el diseño de proyecto de exploración y extracción de gas asociado, en donde la seguridad estructural del pozo y las instalaciones estén en riesgo por presión interna de la corteza terrestre, que de no liberarse de inmediato, podría acarrear el daño a las instalaciones de extracción, el colapso del pozo, la generación de derrames de petróleo y el aumento del riesgo de explosiones e incendios; además a esta quema de emergencia, se le puede sumar las situaciones en donde el uso del gas natural presente no es viable, siendo un ejemplo de este caso, el gas natural amargo, que requiere un procesamiento diferente al gas natural que podría considerarse normal, el cual es un proceso altamente costoso y que muchas veces supera lo que económicamente se puede obtener el gas, para esta situación se debe avalar técnica y científicamente durante el

desarrollo de los planes de exploración que el gas no se podrá utilizar y así recibir aprobación de la CNH, y programar los periodos de quema.

En el caso de la quema de gas durante las pruebas para poner en marcha un pozo y que muchas veces no se reporta en el diseño de proyecto de gas natural, ya que este proceso a veces requerirá la quema o ventilación para asegurar la liberación de presión, se le requerirá al operador notificar a la Comisión Nacional de Hidrocarburos, en menos de 48 horas, posteriores a la prueba (Banco Mundial, 2022).

4.6 Sanciones y penalidades

Las disposiciones técnicas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos para el uso del gas natural emitidas en el 2016, establecen claramente que el gas natural asociado al ser un recurso no renovable, es de vital importancia su uso y conservación para el desarrollo energético del país, considerándolo un elemento natural indispensable, por lo cual su quema, no aprobada, por la CNH y demás dependencias responsables, además de implicar un desperdicio económico, es un atentado directo a la generación energética nacional, por lo cual se espera que dichas pérdidas tanto de dinero como de energía sean cubiertas por los productores responsables por dicha quema, por lo cual existen dentro de la ley sanciones y penalidades que sirven de compensación y correctivo para que la quema no autorizada no vuelva a repetirse.

Cuando la Comisión Nacional de Hidrocarburos inicia un procedimiento administrativo, es porque tiene las pruebas del incumplimiento de las disposiciones técnicas ya establecidas por parte del operador, estas infracciones se sancionaran en conformidad con los artículos 85 y 87 de la ley de hidrocarburos del 2014, los cuales estipulan que la Secretaria de Energía será la encargada de fijar el monto de la multa, teniéndose en cuenta la gravedad de las infracciones, agrupándose por lo general en tres niveles de sanción, siendo la multa más baja, el incumplimiento de los plazos de quema y faltas a los contratos, que pueden alcanzar una multa que entre 15,000 a 75,000 veces el salario mínimo, mientras que en un nivel medio las multas por el incumplimiento de los planes de exploración y explotación presentados a la CNH o los planes de desarrollo de producción, se castigan con penalidades que va de los 150,000 a 3 millones de veces el salario mínimo, para finalmente en los casos más graves castigar a los operadores que en sus proyectos de extracción de gas y petróleo

asociado omitieron la instalación de sistemas de medición de quema y aprovechamiento de gas natural, la multa que podría imponerse sería entre 3 a 6 millones de salarios mínimos.

En el sentido medioambiental, cuando la quema representa la aparición de daños en la naturaleza, la ASEA es la encargada de establecer las multas, que pueden ser de 3 millones de veces el salario mínimo, dependiendo de la gravedad del daño causado o la violación de las leyes ambientales vigentes (Banco Mundial, 2022) y (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016); todas las aplicaciones de multas y sanciones aquí presentadas si bien las impone la Secretaria de Energía, es finalmente la Ley federal de procesos administrativos del 2018, la que regula su aplicación y pago (Congreso de la Unión, 1994).

En relación con las multas no económicas, en la ley no se plasmaron sanciones específicas de este tipo para quema y venteo, sin embargo, si existe un proceso en que SENER y CNH, al detectar infracciones de alta gravedad o de manera reiterada, se podría proceder a la revocación o suspensión de contratos y concesiones o la inhabilitación del personal dentro de la industria que prestó los servicios al operador; este tipo de multas antes de aplicarse primero se realizan una serie de advertencias o se aplican multas económicas por cada día que continúe la infracción, si esto no atenúa o culmina la infracción, se puede proceder al cierre temporal o permanente de las instalaciones o la detención de hasta 36 horas de los responsables de la operación. En el caso de las sanciones no económicas de tipo medioambiental, la ASEA también tiene la facultad de poder suspender o revocar permisos o licencias de aprovechamiento, si la infracción medioambiental es de una gran gravedad, existe una reincidencia o por la falta de pago de sanciones monetarias anteriores; sin embargo, la ASEA, prefiere no llegar a este punto y favorecer la corrección y enmendación de los problemas medioambientales (Banco Mundial, 2022) y (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016).

Ejemplo de la aplicación de este tipo de multas económicas y las cuales tienden a ser más llamativas que las sanciones no monetarias, son lo ocurrido en 2022, en donde la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Secretaria de Energía establecieron multas de cerca de 240 millones de pesos, por el incumplimiento de los planes de desarrollo y aprovechamiento de gas natural en los campos asociados de Ixachi y Quesqui, que dieron

como resultado la pérdida en quemadores de grandes cantidades de gas natural, y aportaron al ligero aumento en la evolución de la quema.

A diferencia de otros países, en México el monto de las multas no se hace público hasta que el proceso legal culmina, por lo que saber el monto de otras multas que la paraestatal ha sufrido y tiene en puerta, es una tarea complicada, aunque si tenemos en cuenta la presión sobre el aumento en elevar su producción, es evidente que la empresa por ahora prefiere afrontar las multas que, económicamente hablando, son menores que sus ingresos, que detenerse y solucionar los problemas de la quema; esta discrepancia, es una clara muestra de los problemas estructurales que tiene la regulación establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que claramente no está a la par de poder encontrar un equilibrio entre el crecimiento económico y el cuidado medioambiental (Forbes, 2022).

4.7 Medición de la quema de gas natural

Dentro de esta estrategia de mitigación de quema, enfocada en el aprovechamiento máximo del gas natural, la medición de la quema por parte del operador es de vital importancia, porque permite a la CNH fijar la meta de aprovechamiento de gas, tener un porcentaje claro de la quema que se genera y estimar su impacto medioambiental; este proceso de medición de quema y reporte de los avances de la implementación del programa de uso del gas natural, se elabora trimestralmente por el operador, se presenta dentro de informes que tiene un formato establecido y deben ser entregados a la CNH (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2021); el informe debe incluir el volumen diario de la producción de petróleo, gas y agua, el volumen de gas natural asociado utilizados, el volumen de gas natural quemado, las correspondientes justificaciones en caso de no alcanzar la meta y un resumen sobre los eventos no programados que dieron resultado a la quema de gas natural; los informes trimestrales son revisados por la CNH dentro de 15 días hábiles posteriores a su entrega, teniendo además la capacidad de poder solicitar información adicional al operador de presentarse discrepancias. Por su parte, la ASEA, solicita a los operadores un informe anual que cuantifique el volumen de las emisiones de metano (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016) y (Banco Mundial, 2022).

4.8 Otras causas de la quema

Las principales causas para que la quema de gas natural en el caso de México, no se reduzca y, por el contrario, continúe en aumento, es como en apartados anteriores ya se analizó, son

tanto las regulaciones poco efectivas y burocráticas que con el pasar del tiempo terminan quedándose cortas para afrontar el problema, como la vinculación existente entre la generación de la quema y el aumento en la producción petrolera, misma, proveniente de una empresa como Pemex, que tiene muchas falencias y omisiones en la realización de sus actividades de extracción, lo que es campo fértil para la aparición de la quema, pues si los procesos realizaran eficientemente la quema no existiría.

Pero afirmar que solo estas dos grandes razones son las únicas, se corre el riesgo de reducir el problema a pocas causalidades, ya que si indagamos un poco más en cómo se obtienen los hidrocarburos, podremos darnos cuenta de que existen una serie de factores que componen la cadena de producción de hidrocarburos, que si bien son acciones concretas ligadas con la falta de infraestructura, ingresos o apatía por parte de los operadores, en conjunto cada una de estas causas, suman problemáticas a las causas mayores, alimentando el aumento de la quema y su perpetuidad (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016).

La primera de estas causas es la quema de seguridad, que es un tipo de quema que ocurre cuando dentro del proceso de extracción de hidrocarburos por problemas en la presión interna del pozo, es necesario eliminar un porcentaje del gas natural presente en el yacimiento, para poder asegurar la estabilidad y seguridad estructural de la operación, instalaciones y personal en el área, esta se distingue del resto de la quema rutinaria, porque aparece de improvisto por lo que su estimación es imposible, por lo que debe tomarse de manera independiente, muchas veces pudiendo ocurrir en una extracción o no (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2016).

La segunda causa es la presencia de gas amargo en los yacimientos de la Sonda de Campeche y que impide su aprovechamiento para alcanzar las metas de la CNH, por elevar el costo total del uso del gas. El gas natural amargo desde su descubrimiento ha planteado una serie de problemas para los operadores que quieren aprovecharlo, pues dentro de su composición se encuentran porcentajes altos de sulfuro de hidrógeno (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), por lo cual su utilización es complicada; pues debido a su alta toxicidad, se requieren procedimientos operativos especiales para garantizar la seguridad de los trabajadores durante los trabajos de perforación y producción, además de que se tiene que

manejar con extremo cuidado para evitar filtraciones a la atmósfera de tan dañinos elementos durante la extracción (Prast, 2019).

Una vez que se obtiene el gas natural amargo del pozo, este requiere costosos procesos de tratamiento, que solo se pueden realizar en grandes instalaciones adicionales a las de extracción, lo que aumentan en gran medida el costo de aprovechamiento, sobre todo si pensamos que muchos de los yacimientos asociados con presencia de gas amargo en México, se producen en plataformas marinas. Además, que estos procesos de procesamiento son altamente costos, requieren un monitoreo y ajuste constante, que podrían necesitar la capacitación de personal calificado para ejecutarlo; tienen también procesos de realización bastante lentos que puede obstaculizar la cantidad de gas que se puede obtener para cumplir la meta trimestral y todo su proceso implica una limpieza constante de los equipos de procesamiento, debido a que durante la separación de los componentes del gas amargo, los contaminantes como sales, materiales corrosivos y trazas de petróleo crudo, tienden a acumularse en la maquinaria y solidificarse o acumularse a manera de espuma; esta suciedad da como resultado pérdidas costosas y atrasos en el consumo de gas natural, pues cerrar una planta para limpiarla y repara completamente todo el equipo de forma periódica es inviable (Prast, 2019).

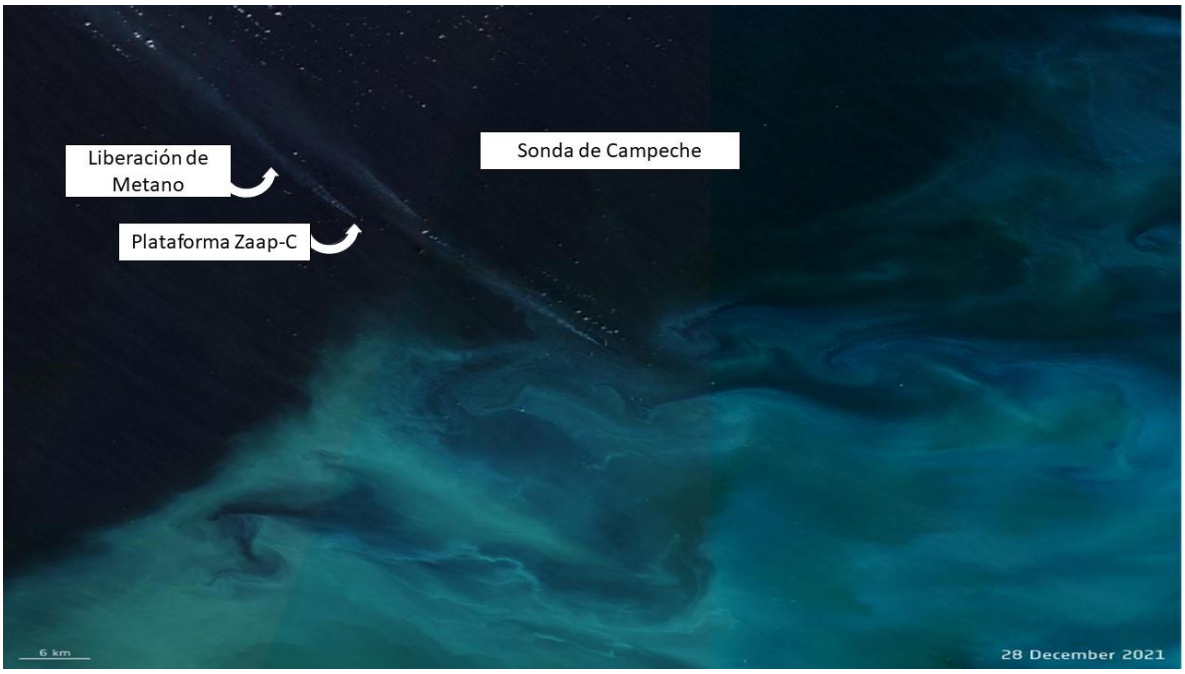
Otros factores importantes que incentivan la quema de gas natural y pueden llegar a aumentar los porcentajes de venteo de gas natural, son tanto la falta de mantenimiento en los sistemas de compresión, transporte y almacenamiento de gas natural, como sus fallas asociadas; este punto representa a todos esos equipos tecnológicos en los sitios de extracción que por una falta de mantenimiento por omisión o derivada de no recibir una inversión económica adecuada, presentan problemas en sus funciones, a lo largo de su vida útil, lo que se traduce en que el gas natural no pueda ser captado y utilizado, lo que ocasiona que los productores para evitar ventilarlo a la atmósfera como peligroso metano, lo terminen destinando a los quemadores, quienes por medio de la combustión descomponen el metano y lo convierten en dióxido de carbono.

Un ejemplo del impacto que puede tener la falta de mantenimiento, fue lo ocurrido en 2022, en donde por la falta de inversión en mantenimiento, los de equipos de compresión y almacenamiento de gas asociado en la plataforma petrolera, Zaap-C, ubicada en el Golfo de

México, frente a las costas de Campeche, presentaron una serie de fallas, que ocasionaron la liberación de 4 mil toneladas de gas metano a la atmósfera, a lo largo de 19 días, que fue lo que PEMEX, tardó en solucionar sus problemas técnicos (Agencia Europea Espacial, 2022).

El evento fue avalado por la Agencia Espacial Europea, que por medio de sus satélites de detección térmica, pudieron captar las columnas de metano sobre la plataforma petrolera, ver **Imagen 12,** este evento es catalogado como un proceso de ultra emisión, que refleja la realidad de muchas plataformas en el Golfo de México que son altamente vulnerables a las fallas que los equipos puedan presentar, situación que se atenúa, si la inversión que puede tener PEMEX, para el mantenimiento, que ahora se destina para incrementar la producción (Agencia Europea Espacial, 2022).

Imagen 12 Liberación de Metano Plataforma Zaap-c



Fuente: (Agencia Europea Espacial, 2022).

Finalmente, los últimos factores que podría salvar grandes cantidades de gas natural de los quemadores, pero que actualmente por sus estructuraciones no pueden cumplir ese objetivo, son los sectores del transporte mexicano de petróleo (oleoductos) y gas natural (gasoductos); es innegable que México tiene una gran riqueza geológica en su subsuelo, que de explotarse adecuadamente podría cubrir tanto la demanda interna de petróleo y gas, como las necesidades comerciales de exportación, pero la construcción y enfoque que el sector

energético ha tomado en los últimos años ha determinado en gran medida el camino que ambos hidrocarburos tienen dentro de las prioridades nacionales, esto mismo ha determinado los alcances y objetivos que los sistemas de transporte tienen actualmente, y los cuales los imposibilitan en gran medida para ayudar a mitigar la quema, todo gracias a la falta de inversión para aumentar su capacidad y extensión.

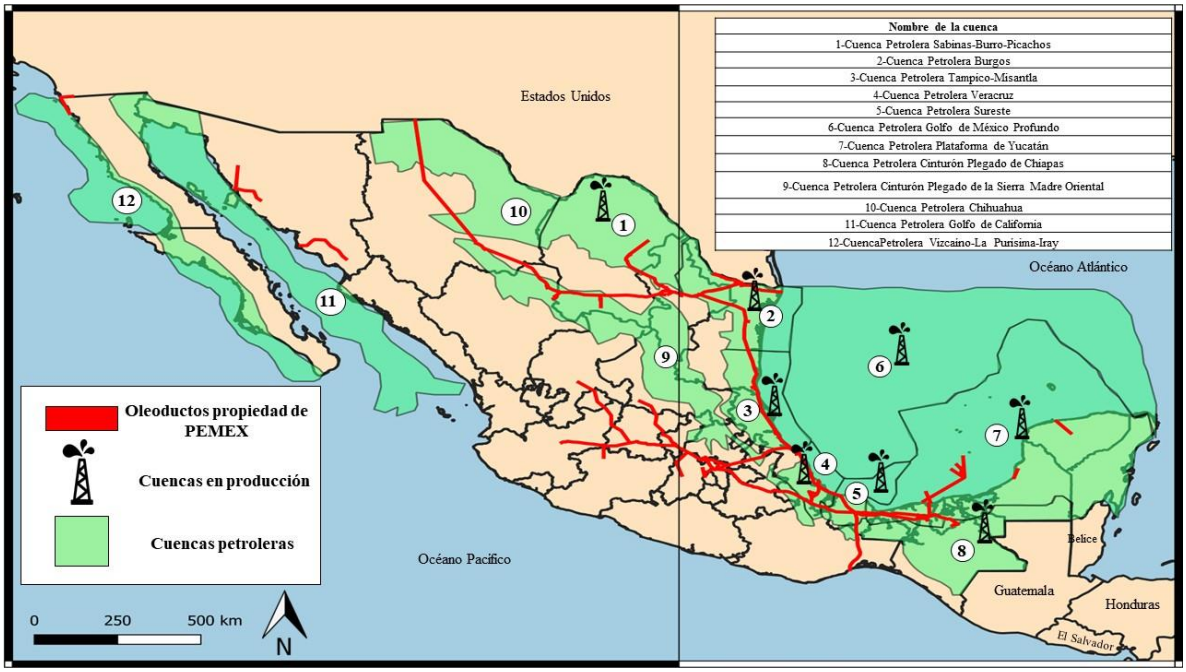
4.9 La quema y su vinculación con los sistemas de oleoductos y gasoductos

La gran importancia que siempre en el desarrollo económico y energético ha tenido el petróleo para México, ha determinado que el sistema de oleoductos nacional se concentre mayoritariamente en las zonas de extracción ubicadas a lo largo del Golfo de México, como lo es la Sonda de Campeche, donde se encuentran los mayores proyectos que aportan a la producción petrolera nacional, siendo escasos a diferencia del sistema de gasoductos, infraestructura ubicada en la frontera norte con los Estados Unidos (ver **Mapa 5)**; esta concentración de oleoductos en esta zona rica en hidrocarburos asociados, en un principio es beneficiosa, tanto porque ha permitido su aprovechamiento económico a gran escala y su alta capacidad de transporte, permite moverlo de las zonas de producción, a los centros procesadores y de refinación ubicados en Tabasco y el centro del país, lo que diversifica además las formas en las que se puede aprovechar, más allá de su poder energetico (Eschenbacher, 2022).

Sin embargo esta importancia que se le ha dado a la capacidad de transporte de petróleo, no se ha desarrollado de la misma manera en el sector del gas natural presente en los mismo yacimientos de petróleo, lo que ha ocasionado una desvinculación de estas zonas de producción de gas con las de aprovechamiento, siendo un factor, clave para que la quema en estas zonas se genere sin control, pues si el único negocio que es viable a ojos del gobierno mexicano es el petróleo, el gas que es considerado un producto sobrante, al no contar con infraestructura para salir de las zonas de producción que tienden a tener un costos mucho más elevado de construcción y operación, se ve condenado a destruirse dentro de quemadores, que son procesos más económicos para el productor; no siendo una coincidencia que la Sonsa de Campeche y estados aledaños como Tabasco y Campeche, sean quienes apartan mayoritariamente a la quema nacional (SkyTruth, 2023) y (Eschenbacher, 2022).

Si bien la construcción y operación de un gasoductos o poliducto, es económicamente más elevado que la quema, las consecuencias que tiene la práctica de la combustión de gas tanto en el medioambiente y la economía del pais es mucho mayor a largo plazo, tanto por los efectos negativos que tiene en la naturaleza, como si de no ocurrir la quema, se evitaría un desperdicio energetico, que podría servir, si se usara ese gas en el país, para acrecentar el desarrollo de la nación.

Mapa 5 Sistema de oleoductos de México



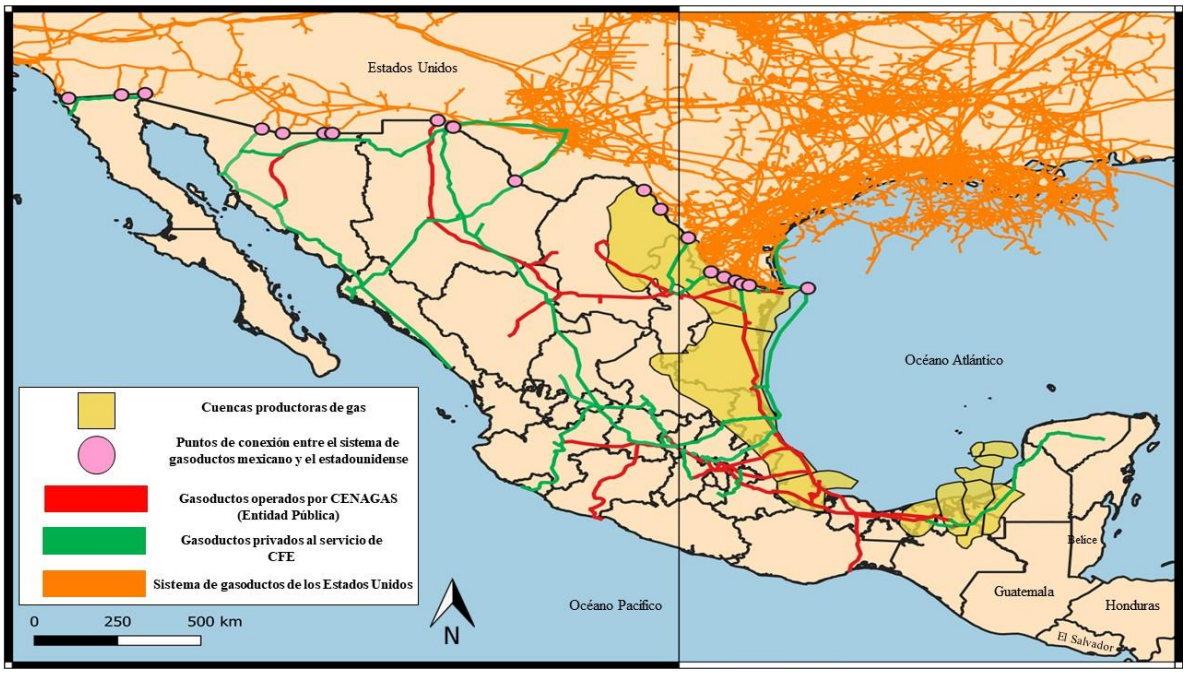
Fuente: Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, 2023).

Mientras que, por el otro lado, el sistema de gasoductos que es de una extensión considerable, pues abarca un mayor número de estados, a diferencia de la infraestructura petrolera, tiene una configuración totalmente diferente, pues a diferencia del petrolero que corre del Golfo de México al centro del país, el sistema de gas natural, lo hace de la frontera con los Estados Unidos hacia el centro y sur, teniendo poca o nula infraestructura en la productora del país, ver **Mapa 6;** esto ocurre así debido a que su estructura está destinada no a aprovechar el gas asociado del golfo de México, si no que a apremiar mayoritariamente el envió de gas natural proveniente de los Estados unidos a las grandes refinerías y centros procesadores de la costa del estado de Tabasco y al suministro de la península de Yucatán (SkyTruth, 2023) y (Eschenbacher, 2022).

El sistema de gasoductos está construido en torno a la dependencia que el país tiene del gas natural proveniente de las cuencas del sur de los Estados Unidos, Permian e Eagle Ford; es por eso que mientras más te acercas a la parte sur del país, la infraestructura es mucho menor, a la diversidad que se encuentra en el centro y sobre todo en la frontera norte, en donde las entradas de gas de los Estados Unidos se realizan por diferentes vías tanto terrestres como marítimas a lo largo de toda la frontera desde Baja California hasta Tamaulipas; todo siempre muy a pesar de que las grandes reservas de gas están en el sur del país y que si bien el gobierno mexicano, si produce gas natural, no lo hace aprovechando al máximo sus reservas (Eschenbacher, 2022).

Esto ha ocasionado que en estas zonas del golfo de México en donde no existe infraestructura, sean las que más queman actualmente gas, situación que parecería por lo menos en el futuro cercano no modificarse, debido a que, inclusive los nuevos proyectos de gasoductos ubicados en el sur del país como el Tuxpan-Coatzacoalcos y el Jáltipan-Salina Cruz, están articulados no con las zonas productoras de gas natural del sureste, si no que con las zonas de mayor producción de gas natural de los Estados Unidos, Permian y Eagle Ford, que si las miramos con detenimiento podemos apreciar como su sistema de gasoductos si se articula con su zona de producción de gas natural, teniendo una amplia presencia de ductos, que cumplen tanto la función de mover lo que se extrae, como transportarlo a México (SkyTruth, 2023) y (Eschenbacher, 2022)..

Mapa 6 Sistema de gasoductos de México



Fuente: Elaboración propia con datos de (Comisión Federal de Electricidad, 2023)

Esta configuración evidentemente impide que el sistema de gasoductos sirva de apoyo para mitigar la quema a través del aprovechamiento de ese gas, pues los intereses nacionales y extranjeros están en la compra de un gas, que el país tiene en sus yacimientos, pero por malos manejos o conflictos de interés no se destinan las inversiones necesarias para garantizar su aprovechamiento óptimo, a través de su expansión hacia la zona sur del país; por lo que buscar nuevas alternativas para resolver el tema por parte de los reguladores es vital para que la quema no siga alimentando procesos que alteren el clima global y las condiciones de calidad de vida de los seres que habitan este planeta.

4.9 Estrategias para la mitigación de la quema

Antes de continuar con las estrategias de mitigación que podrían ayudar a resolver el problema de la quema a largo plazo en el país, es importante recordar los compromisos de reducción de quema que México adquirió al unirse a la Iniciativa Global de Metano (Global Methane Initiative), en la Asociación para la Reducción de la Quema Global de Gas (Global Gas Flaring Reduction Partership) y recientemente a la Iniciativa sobre el Clima de Petróleo yGas (Oil and Gas Climate Initiative), en estos la nación y sus organismos estales, se comprometían a incrementar la participación del gas natural en la matriz energética, mejorar

la eficiencia energética, explorar soluciones para resolver problemas medioambientales relacionados con la quema y el metano, a largo plazo por medio de la investigación científica y el desarrollo tecnológico, a acelerar las soluciones al cambio climático a través del trabajo de todos los componentes de valor de la cadena de aprovechamiento de hidrocarburos, y el más importante, tener una participación central en la reducción de emisiones de quema de gas natural y liberaciones de metano, a través del aprovechamiento y comercialización (INECC, 2018).

El que tan bien se han resuelto estos compromisos, son temas de discusión que ya hemos visto, no han tenido una resolución correcta, tanto por el desinterés y corrupción que existen en las instituciones productoras y reguladoras, y porque las acciones para controlarlas y mitigarlas se realizan en entornos burocráticos rígidos, que no entienden que el problema de la quema es uno altamente multidimensional, con diversas causalidades, que no se pueden solucionar afrontando solo el que parece el central, respuesta a esto es que ambas estrategias regulatorias tanto de mitigación como de aprovechamiento, dan buenos resultados en los primeros años de aplicación, pero con el tiempo van perdiendo poder, porque las diversas causalidades complican tanto el tema, que desbordan las soluciones propuestas y por ende lo hacen también las dependencias encargas, que prefieran absorber las multas que la otra les impone, por preferir resolver la causalidad de aumentar la producción petrolera a toda costa (INECC, 2018).

Es por esto por lo que en este apartado se abordarán una serie de propuestas que, si bien, pueden no resolver el problema totalmente, si buscan resolver las diversas causalidades que sostienen a la quema dentro de la industria de hidrocarburos de México. Las estrategias de mitigación abarcan a las acciones con las cuales se pretende resolver un problema y que tienden a tener una escala de acción que va desde lo nacional hasta lo local ; estas se formulan, para el caso de la quema de México, primero en el entender que el país tiene problemas, por sus altos números de producción; para después analizar el marco legal vigente, con el objetivo de qué tan viables pueden estas estrategias, que para México en lo vigente deben de enfocarse en el aprovechamiento; posterior se deberán identificar las acciones potenciales de mitigación, para posteriormente poder evaluar el impacto hipotético que podrían tener en términos tecnológicos, ambientales y económicos, para esta tarea se podrían revisar casos de

otros países con altas tasas de quema y replicar o evitar estrategias según sea el caso (INECC, 2018).

Más adelante se deberá diseñar la ruta de aplicación en donde se incluye la asignación de obligaciones en este caso PEMEX y de los actores responsables de la regulación y supervisión, siendo la CNH, SENER y la ASEA; para después poder implementar las acciones seleccionadas en tiempo y forma, evitando las malas prácticas y minimizando la aparición de problemas, para que después tanto el monitoreo del proceso cumpla las metas establecidas y las evaluaciones de los beneficios, den resultados positivos para la reducción de niveles de la quema (INECC, 2018); las primeras áreas de oportunidad que los reguladores y operadores en México, podrían empezar a integrar serían las que representa a todas esas estrategias que no requieren una inversión significativa y tienen una alta rentabilidad, estas se enfocan tanto en reducir la quema como el venteo, a través de la utilización de unidades de recuperación de vapor, que capan todos los gases de la explotación de hidrocarburos y lo licúa para convertirlos en líquidos que se pueden almacenar en centros de almacenamiento portátiles; también se le debe sumar a esta categoría las estrategias de la instalación de compresores de gas natural de tamaño medio, que permitan a través de un cambio en la presión, comprimirlos y almacenarlo más fácilmente (Centro Mario Molina, 2016).

Otra estrategia de bajo costo, pero de una aplicación más estricta, es la implementación de programas y prácticas de supervisión que no se realicen cada cierto tiempo como se hacen ahora que abarcan meses y años, sino que tengan un personal encargado de la dependencia reguladora, siempre presente en la plataforma de extracción, y que se encargue de alertar de cualquier fuga o daño en los equipos de compresión, plantas de licuefacción o en los sistemas de transporte de gasoductos y poliductos, trabajando de la mano con el personal de la dependencia operadora; y finalmente una estrategia que parece demasiado simple, es la reformulación de las regulaciones a nivel nacional en cuento a la quema de emergencia, las situaciones en las que se aplica y las sanciones que se establecen, pues en la experiencia de la regulación vigente de México de 2016, la quema de emergencia parece una figura legal que permite quemar grandes cantidades de gas natural, sin motivo aparente y que no reciben ninguna penalidad por realizarlo, el cambio debe venir en cómo se castiga esta práctica que

si bien escapa de lo que en un principio se puede proyectar en el diseño de un proyecto de exploración y extracción, si debería tener una penalidad, que se vaya incrementando con forme a lo quemado, sobre todo para que el operador siempre se vea en la necesidad de invertir en sistema de aprovechamiento (Centro Mario Molina, 2016).

En cuanto a las estrategias que implican un costo moderado las más destacadas son las siguientes, la primera es la inyección del gas natural dentro de reservorios en la corteza terrestre que pueden ser pozos ya abandonados o en perforaciones totalmente nuevas, para esta estrategia se tendría que invertir en tecnologías de perforación y de compresión para construir y llenar los reservorios, con el fin de guardar el gas y utilizarlo en el futuro cuando se necesite; como segunda estrategia se construye en torno a utilizar el gas dentro de las actividades de la misma plataforma, como lo es la instalación de turbinas de gas y de ciclo combinado para generar electricidad que pueda proporcionar energía a todos los dispositivos electrónicos y calefacción, además de tener un uso para la reactivación de yacimientos en declive productivo, pues se ha demostrado que la inyección de gas natural en pozos permite por medio de la presión, recolectar más trazas de petróleo y forzarlas a subir a la superficie, maximizando los objetivos de elevar la producción. Para estas estrategias se podría recurrir a los proyectos de financiación que otorga el Banco Mundial, y que con el pasar del tiempo y el procesamiento del gas, se podría regresar la inversión (Centro Mario Molina, 2016).

Finalmente, como tercera opción de costos medios, y que se aleja totalmente del aprovechamiento y mitigación, es el mejoramiento en las tecnologías de quema, ya que si bien la quema es una práctica altamente peligrosa, la ventilación de metano lo es aún más, debido a que el Metano a diferencia del C02, retiene mucho más calor en la atmósfera, lo que acelera el proceso de daño a la capa de ozono y el cambio climático; esta opción no busca reducir la importancia dañina que la quema tiene, pero sí muestra que de realizarse mal, podría causar aún más problemas, por lo que tener altos estándares tecnológicos y de mantenimiento en los quemadores, es una opción a la cual mientras la quema continúe no podemos dejar de lado (Centro Mario Molina, 2016).

En lo que respecta a las estrategias de costo elevado como lo es la inversión en la expansión de la red de gasoductos y poliductos, a las zonas de producción de la Sonda de Campeche, actualmente son estrategias que son inviables en la situación regulatoria que

México tiene, pues de primeras el país necesita reformular cómo se aborda el tema, desde lo más básico, entendiendo que no es mitigar y utilizar, sino que ambas estrategias en conjunto, por lo que de aplicarse la expansión de la red de gasoductos podría implicar una inversión económica considerable, que en poco tiempo perdería su valor, sobre todo por el enfoque de donde se obtiene el gas y el impacto que Estados Unidos tiene en ese tema, repitiendo los errores de las anteriores regulaciones que ya hemos visto, que funcionan unos años y después se salen de control; por el momento empezar desde lo económico hasta lo moderado, parece ser para México la estrategia más viable.

Conclusiones

Derivado de la investigación se encontró que la quema de gas natural es una actividad que ha nacido a la par que los seres humanos han aprovechado los hidrocarburos para generar energía, especialmente del petróleo, debido a que el gas natural, al estar en estado de la materia que no es fácil de contener y presentar características que lo hacen difícil de detectar, su utilización por parte de la humanidad, se retrasó en demasía en relación con el carbón y el petróleo, lo que ocasiono que cuando se encuentran en yacimientos asociados de petróleo y gas, este último al ser considerado un recurso dispensable, lo más factible era quemarlo, para obtener el petróleo, recurso más valioso, que se encuentra por debajo.

Esta práctica con el pasar de los años no ha desaparecido, inclusive aunque en la actualidad el gas natural tiene muchos más usos para el ser humano gracias a la tecnología de transporte y procesamiento, como lo es la energía que dota a los sectores eléctricos e industriales en todo el mundo, esta permanencia es debido a que el petróleo siempre en valor económico ha sido considerado como superior, pues su uso y manejo, han tenido mucho más tiempo, tecnológicamente hablando, para desarrollarse, por lo cual está mucho más diversificado y ni hablar de que es menos abundante que el gas natural, que se puede encontrar en grandes cantidades tanto con yacimientos asociados con petróleo, como de manera independiente en yacimientos no asociados.

La quema se diferencia del venteo en el sentido que el primero es un proceso sistemático que se hace para deshacerse del gas natural que no se pretende ocupar, ya sea por motivos económicos o logísticos, de una manera controlada y económicamente viable, reduciendo los daños que el metano puede ocasionar en atmósfera si es ventilado, el cual es

el principal componente del gas y que al quemarse se transforma en C02, el cual retienen menos temperatura, aunque tarda más en disiparse, en comparación con el metano.

Esta sobrevaloración del petróleo y su producción ha sido el principal motor para que la quema se desarrolle en todos los contextos nacionales en donde la producción de hidrocarburos es un pilar de sus economías, basta con ver las listas de los países que más queman en el mundo y nos encontraremos con enormes potencias del petróleo y el gas, como Estados Unidos, Rusia, Irán, Irak, Argelia, Libia, México, Nigeria y Arabia Saudita, estos países actualmente marcan el rumbo de la quema, representando casi en su totalidad la producción total de quema a nivel global, produciéndose la actividad en sus grandes campos petrolíferos, en donde obtener el petróleo es la prioridad, y el gas natural queda relegado a un recurso que relativamente estorba, y que se puede obtener fácilmente en yacimientos no asociados.

Si bien la quema, a primera vista no representa una pérdida energética y económica para estas grandes naciones con recursos abundantes, en la realidad representa es un proceso negligente respecto a a realidad que enfrentan otros países. El gas natural quemado podría haber ayudado a afrontar las demandas de consumo que países sin acceso a estos recursos necesitan, y ni hablar del daño medioambiental que esto representa, y se puede observar en los alrededores de los campos asociados, que presentan un sinfín de problemas ambientales, entiéndase cómo lluvia ácida, erosión química, aparición de enfermedades en la población, son solo algunos de los efectos con lo que la quema marca el entorno.

En cuanto a cómo se regula la práctica internacionalmente, la quema es un proceso que estructuralmente está mal regulado, debido a que si bien existen muchas iniciativas para controlar y mitigar esta práctica, y muchos países en papel tienen varios compromisos y estrategias para afrontar el problema, la mayoría de los casos de éxito provienen de países que no son grandes productores de hidrocarburos, debido a que tienen industrias más pequeñas, en las cuales es más factible tener una inversión para mitigar, a la par de lo que se obtiene económicamente, mientras que quienes lideran la producción de quema, parecen estar más interesados en el beneficio que representa el petróleo y en escribir regulaciones laxas que no se aplican, desbordando con el tiempo a los reguladores, poniendo en muchas ocasiones a los productores y sus actividades, por encima de los recursos, su valor real, el

regulador y el medioambiente. Muchas cosas pueden decir estos grandes productores de hidrocarburos, de que siguen los procesos para mitigar y controlar la quema, pero lo único real es que las estadísticas de quema no mienten, la producción petrolera desmedida es el principal motor de la quema y estas naciones en conjunto en su omisión están alimentando cada día el problema.

Dentro del trabajo se analizaron dos contextos nacionales para entender cómo la quema se desarrolla y sus regulaciones, en dos países con industrias de hidrocarburos que parecerían similares, pero diferentes en tamaño de producción, tipo de hidrocarburo aprovechado y tamaño de la industria, siendo estos Estados Unidos y México; en el caso de Estados Unidos, una potencia en desarrollo y crecimiento, se esperaría, sí, una quema considerable por su enorme producción no convencional, pero tendría una regulación a nivel nacional mucho más completa que lo que podría tener México que cuenta con una industria más pequeña; sin embargo, esto no es así, la quema en los Estados Unidos está sometida a una regulación que no controla el tema desde un nivel federal, sino que son las entidades estatales productoras de hidrocarburos las que fijan las reglas en relación con la práctica, siendo el nivel federal quien supervisa a través de sus dependencias, de hidrocarburos y de protección al medioambiente.

Esta aparente libertad en cuanto a la toma de decisiones es un arma de doble filo que, en la realidad, tiene resultados mixtos, generando un sinfín de regulaciones a lo largo del país que permiten la quema en diferentes contextos más o menos estrictos; aunque en los estados que aportan la mayoría de la producción nacional de petróleo como Nuevo México, Texas, Wyoming y Dakota del Norte, parece que la lógica de una producción petrolera continúa a toda costa, tiene un considerable impacto en las regulaciones, que se han vuelto en muchos casos clientelismo entre los políticos y las grandes empresas de hidrocarburos, que conforme a sus intereses moldean la ley a distancia, es por esto también que los reguladores a nivel federal, muchas veces hacen oídos sordos ante la quema incesante y ponen multas insipientes que no cambian nada; , más que aparentar.

Estas regulaciones moldeadas en torno a intereses de unos pocos, dan como resultado además de las grandes producciones de quema, que las empresas no tengan que sufrir las consecuencias económicas y legales, pues se dota de instrumentos como la quema de

emergencia para enmascarar el daño de la quema; esta realidad de las regulaciones a modo es intrínseca como la quema provenientes de la producción de petróleo, es muy diferente del contexto del gas no asociado, pues en los estados en donde la producción de gas natural es mayoritaria, como Pensilvania y Nueva York, notaremos que las regulaciones son más precisas, ya que el gas es un objeto económico de interés, por lo que no se quema y se busca utilizar mayoritariamente.

Otra de las problemáticas que alienta la quema en los Estados Unidos además de lo ya visto, es la estructura de su sistema de hidrocarburos, que está ampliamente dividido entre petróleo y gas natural; la red gasoductos se concentra principalmente en torno al este del país, sobre la cordillera de los Apalaches y la costa del océano atlántico, la cual es tanto la cuenca productora más grande de gas natural Appalachia, como del sitio de varias plantas de licuefacción de gas natural, que es la puerta de su exportación a Europa; mientras que su sistema de oleoductos mayoritariamente está en el sur del país y al norte, sobre las grandes cuencas de Permian, Eagle Ford (Sur) y Bakken (Norte), respectivamente; esta división ocasiona que el gas natural asociado producido al sur del país, sea mayoritariamente enviado a México a través de los puntos de conexión entre sistemas de ductos, y el de la zona norte, sea enviado a Canadá, evidentemente no todo el gas producido en las zonas, se exporta a los países vecinos, por lo cual ante la falta de conexión con las zonas tradicionalmente gaseras, la mayoría de este gas es quemado, evidencia de esto son las innumerables fotos satelitales que muestran enormes flamas que en la noche simulan la presencia de varias ciudades, donde no las hay.

El caso de Estados Unidos muestra tanto el éxito que los recursos fósiles no convencionales, como el caso de un país no preparado para afrontar los desafíos de tener una industria tan grande, por muy desarrollado y económicamente estable que pueda ser.

En relación con el caso de México, se puede concluir que el origen de los altos porcentajes de quema de gas natural en el país, como en el de los Estados Unidos, mayoritariamente están ligados intrínsecamente con la producción de petróleo asociado, pero a diferencia de EE. UU., la quema mexicana, se realiza en un contexto de un país que no es autosuficiente y mucho menos un gran productor o exportador de gas natural. México al tener una riqueza de recursos asociados importantes, sobre todo en las costas del Golfo de México

dentro de la Sonda de Campeche en yacimientos como Cantarell, tiene una mayoría de periodos temporales con producción de quema, que en algunos casos iguala el consumo de países como Polonia, encontrándose además entre los países que más queman en mundo, siendo muchos de estos grandes productores de petróleo, como Arabia Saudita, Rusia, Estados Unidos, Argelia, Venezuela y Libia.

Además, otro factor clave que no permite la reducción de la quema en el país, son las endebles regulaciones sobre el tema, que no fueron hasta 2009, que tomaron medidas para intentar eliminarla, ya que antes de esa fecha la quema era un proceso más de la cadena productiva del petróleo asociado, que era necesaria para maximizar la producción, siendo un asunto pendiente que causaba desperdicio y daño medioambiental, aunque las autoridades no así lo considerasen; es hasta el 2008 cuando el país alcanza un punto máximo en la quema, que el gobierno debido a la presión internacional, plantea una serie de estrategias, que se aplican en 2009, y se centraban en controlar y eliminar la quema, a través del enfoque, de la reducción de la producción de quema a toda costa, en unión estrecha entre la CNH y PEMEX, lográndose gracias a la aplicación de técnicas y tecnologías que resguardaban la mayoría del gas, como lo son los centros de compresión.

Esta estrategia al principio tuvo resultados importantes, al bajar la quema de un máximo histórico a un mínimo en 3 años, pero con el pasar del tiempo estos grandes resultados, se fueron diluyendo por la inefectividad de los mecanismos establecidos por los reguladores para controlar y la orientación que operador adquirió por parte del gobierno nacional aumentar la producción de petróleo a toda costa, gracias al descubrimiento geológico de nuevos yacimientos; lo que encaminó la producción de la quema, a un nuevo aumento histórico, que orillaría a las autoridades a realizar un cambio de enfoque en las regulaciones en el 2016, pasando de intentar mitigar a que ahora a través de la máxima utilización se alcanzara una gradual eliminación con el tiempo, cambiando muchas estrategias de resguardo, como los centros de compresión, por metas de uso por yacimiento y plataforma, que marcarían lo mínimo del gas asociado que obligatoriamente se debe utilizar, supervisando ahora la CNH y la ASEA, todas las propuestas técnicas y tecnológicas en las que PEMEX invertiría para alcanzar lo fijado, como gasoductos, ciclos combinados o reinyección en la corteza, y que además se cumplieran las acciones de cuidado del

medioambiente. Al igual que la estrategia de mitigación del 2009, la del 2016, experimentó un periodo de tiempo, en donde el consumo del gas asociado, redujo en demasía lo que se quemaba, la CNH y PEMEX, volvían a trabajar en conjunto para lograr sus objetivos, pero como si no se hubieran aprendido de los errores del pasado, la CNH, gradualmente empezó a ser bastante laxo con el cumplimiento de las metas, entiéndase sanciones, monitoreo, supervisión y mantenimiento, a la par que PEMEX, volvía a intentar aumentar su producción petrolera, lo que llevo a que la quema, volviera a aumentar, y que en los últimos años, si bien no ha aumentado desproporcionadamente, no ha experimentado bajas considerables, lo que podríamos catalogar como una regulación que se estancó en su actuar, pues ni con la reducción en la producción petrolera que representó el COVID-19, la quema se redujo.

Estos hallazgos en la historia regulatoria de la quema en México, nos muestra algo bastante claro, que al tema no se le ha dado la importancia necesaria para su solución y regulación, y parcialmente solo se hizo cuando el asunto ya se había salido de las manos, cuando se alcanzó un pico historio de quema; ocasionó la aparición de estrategias frágiles que solo atacan la parte más grande del problema, que está en la producción de hidrocarburos asociada, sin dimensionar que se trata de algo multifactorial, que no solo está en la producción, sino que también lo es en el transporte hidrocarburos, lo social, político, medioambiental y económico; lo que finalmente trae consigo que a la larga no se den buenos resultados, únicamente pequeños periodos en donde parece que el tema se ha controlado, pero solamente son el preámbulo para nuevas escaladas de quema, hasta este punto una reformulación que tome al uso del gas y a la mitigación a la par, es bastante necesaria, como primera parte para afrontar la quema.

Otros de los motivos encontrados en la investigación por lo que la quema ha continuado ocurriendo en la industria de hidrocarburos mexicana, son las endebles sanciones económicas, que no representan un castigo real para los productores, que prefieren afrontar el castigo, pues el beneficio económico del aprovechamiento rápido y sin control que ofrece el petróleo es mucho mayor; también porque el monitoreo de la quema se realiza por parte del regulador una vez por mes, lo que reduce el tiempo de reacción ante los problemas del regulador, evitando que se pueda hacer algo para evitar una quema, que pasó hace un mes o un año, y que además los informes propuestos del regulador, son bastante insustanciales al

momento de presentar la información, pues no existen instrumentos ni mecanismos que afirmen que lo presentado en el informe es real, existiendo más bien una regulación remota de buena fe.

Otro factor que alimenta la práctica es la normalización de la quema de emergencia, actividad que permite a los operadores quemar gas natural sin control, a través de una excusa legal, que se sustenta en la idea de que, si no se ejecutaba la quema al momento, se podrían en riesgo la seguridad del proyecto entero y del entorno natural, lo que imposibilita al regulador de levantar alguna sanción, pues esta "justificada" ante la ley, y si se le suma el inadecuado monitoreo, la situación se complica, pues quien realmente asegura que el productor no quemo gas natural sin control, para aprovechar el petróleo mucho más rápido.

Sumándole también que los sistemas de gasoductos, con lo que cuenta el país y que podrían salvar este gas natural de ser quemado, a través del transporte, tienen una lógica de construcción y operación que actualmente se aleja en demasía de aprovechar los recursos de gas natural con los que cuenta el país, abundante en el Golfo de México, más centrándose en importarlo de los Estados Unidos, que se produce en las cuencas de Permian y Eagle Ford; esto se puede apreciar en cualquier mapa del país, en donde claramente la zona costera de Campeche y Tabasco, cuentan con poca presencia de gasoductos, siendo los que están ahí para alimentar las refinerías de la costa de Tabasco, estando la mayoría de los ductos en las zonas fronterizas del norte y conectando con el centro del país, esta configuración impide que el sistema de gasoductos sirva de apoyo, pues los intereses nacionales y extranjeros están en la compra de gas estadounidense, y no del aprovechamiento de los recursos internos, alejando al país de una soberanía energética real, por lo que es vital para la nación buscar nuevas alternativas para resolver el tema, que si bien energéticamente no es el único que dificulta alcanzar la soberanía, es buen punto de partida para comenzar nuestro camino hacia ella.

La situación de la quema y de su endeble regulación es alarmante para el caso mexicano no solo por el riesgo medioambiental que las emisiones tienen en los seres vivos, y en el entorno natural, sino que también por el enorme desperdicio de ingresos y de energía que representa quemar estas enormes sumas de gas natural, en un país el cual tiene una alta demanda interna y cada vez una mayor dependencia energética de los recursos que se envían

por gasoductos provenientes del sur de los Estados Unidos; es por esto que el gobierno mexicano necesita asumir que la quema no es un proceso que se ataca solo mitigando o usando el gas, sino que es un problema multidimensional que requiere atacar varios procesos de la cadena de producción de hidrocarburos que la permiten o alientan, para ello el país debe crear nuevas estrategias técnicas y tecnológicas, como lo son la instalación de ciclos combinados, castigos más altos para la quema de emergencia, la instalación de centros de recuperación de vapor, la reinyección de gas natural en yacimientos de petróleo para aumentar su producción, la expansión de la red de gasoductos, crear nuevos protocolos para la supervisión en plataforma, etc.; con el fin de que en conjunto de una necesaria reformulación de las regulaciones internas de control y monitoreo en el sector de los hidrocarburos, poder alcanzar una mitigación real de una actividad que es peligrosa porque además de alejarnos de alcanzar una real soberanía energética, alienta dependencias, desperdicio y daños medioambientales, que de no detenerse ahora, podría causar muchos más problemas.

Referencias

Energy Information Administration. (2006). *Natural Gas Processing: The Crucial Link between Natural Gas Production and its Transportation to Market.* Recuperado el 24 de Agosto de 2022, de Office of Oil and Gas.

Amos, S. (2005). *Energy: A Historical Perspective and 21st Century Forecast.* Recuperado el 16 de agosto de 2022

Argenton, M., Gilbert, B., & Upton, G. (2020). *The Economics of Natural Gas Flaring in U.S. Shale: An Agenda for Research and Policy*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Argo, J. (2002). *Unhealthy Effects of Upstream Oil and Gas Flaring*. Recuperado el 1 de octubre de 2022

ASEA. (2018). *DISPOSICIONES Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la prevención y el control integral de las emisiones de metano del Sector Hidrocarburos.* Recuperado el 25 de enero de 2023, de Secretaria de Gobernación: Obtenido

de:https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5543033&fecha=06/11/2018#gsc.tab=0

Auditoría Superior de la Federación. (2009). *PEMEX-Exploración y Producción Quema de Gas Natural*. Recuperado el 13 de enero de 2022, de Obtenido de: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2009i/Tomos/Tomo3/2009_0387_a.pdf

Augustine, I., & Sanford, W. (1976). *The Effects of Waste Gas Flares on the Surrounding Vegetation in South-Eastern Nigeria*. Recuperado el 15 de octubre de 2022

Banco Mundial. (2012). *Gas Flaring Explained.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022, de Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR): Obtenido de: https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/gas-flaring-explained#:~:text=Gas%20flaring%20is%20the%20burning,appropriate%20regulation%20and%20political%20will.

Banco Mundial. (2017). *Global Gas Flaring Reduction A Public-Private Partnership.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022

Banco Mundial. (2022). *2022 Global Gas Flaring Tracker Report*. Recuperado el 17 de enero de 2023, de Obtenido de: https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1692f2ba2bd6408db82db9eb3894a789-0400072022/original/2022-Global-Gas-Flaring-Tracker-Report.pdf

Banco Mundial. (2022). *Global Flaring and Venting Regulations: 28 Case Studies from Around the World*. Recuperado el 11 de enero de 2023, de Obtenido de:https://thedocs.worldbank.org/en/doc/fd5b55e045a373821f2e67d81e2c53b1-0400072022/related/Global-Flaring-and-Venting-Regulations-28-Case-Studies-from-Around-the-World.pdf

Banco Mundial. (2022). *Global Gas Flaring Data.* Recuperado el 5 de Agosto de 2022, de Obtenido de:https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data

Bassey, N. (2008). *Gas Flaring: Assaulting Communities, Jeopardizing the World*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Birnur, G., & Harriss, R. (2012). *Extent, impacts and remedies of global gas flaring and venting.* Recuperado el 6 de Agosto de 2022

Bloomberg. (2019). *BP CEO Plans Sale of Some Oil Projects to Hit Climate Target*. Recuperado el 25 de octubre de 2022

Bott, R. (2007). *Flaring Questions + Answers.* Recuperado el 14 de Agosto de 2022, de Canadian Centre for Energy Information: Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.ccacoalition.org/sites/default/files/resources/2007_Flaring-questions-and-answers.pdf

BP. (2019). *BP deploys continuous methane measurement for new major oil and gas projects*. Recuperado el 14 de noviembre de 2022, de Obtenido de: https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-deploys-continuous-methane-measurement-for-new-major-oil-and-gas-projects.html

BP. (2022). *Statistical Review of World Energy.* Recuperado el 28 de Agosto de 2022, de Obtenido de: https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html

Campa, A., Jaimison, M., & Kraegel, L. (2022). *Satellite data helps reveal extent of flaring in key states (TEXAS)*. Recuperado el 15 de noviembre de 2022, de GASLIT: Obtenido de: https://cronkitenews.azpbs.org/howardcenter/gaslit/map.html

Cao, E. (2014). *Natural Gas Flare Reduction: Case Studies in Russia, Nigeria, and the United States.* Recuperado el 14 de Agosto de 2022, de Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://earth.yale.edu/sites/default/files/files/Cao_SrEssay.pdf

Carbon Limits/Clean Air Task Force. (2015). *Improving utilization of associated gas in US tight oil fields*. Recuperado el 14 de noviembre de 2022, de Obtenido de: http://www.catf.us/wp-content/uploads/2018/10/CATF_Pub_PuttingOuttheFire_Appendix.pdf

Carruthers, J. (2021). *Natural Gas.* (Britannica, Ed.) Recuperado el 14 de agosto de 2022, de Methane gas : Obtenido de: https://www.britannica.com/science/natural-gas

Carter, L., & Donaghy, T. (2019). *Exxon and BP among worst for flaring in US oil fields despite green pledges*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Chow, V. (2021). *Natural Gas Flaring.* Recuperado el 13 de Agosto de 2022, de Obtenido de: https://www.enverus.com/blog/natural-gas-flaring/

Cloutier, J., & McDaniel, M. (2022). *Satellite data helps reveal extent of flaring in key states (Wyoming)*. Recuperado el 2 de octubre de 2022

Collins, C., & Oshodi, O. (2010). *Improper Abandonment of Oil*. Recuperado el 10 de octubre de 2022

Colmex. (2010). *Crónica del petróleo en México: De 1863 a nuestros días*. Recuperado el 14 de enero de 2023, de Linea del tiempo: Obtenido de: https://petroleo.colmex.mx/linea-del-tiempo/

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2009). *RESOLUCION CNH.06.001/09 POR LA QUE LA COMISION NACIONAL DE HIDROCARBUROS DA A CONOCER LAS DISPOSICIONES TECNICAS PARA EVITAR O REDUCIR LA QUEMA Y EL VENTEO DE GAS EN LOS TRABAJOS DE EXPLORACION Y EXPLOTACION DE HIDROCARBUROS*. Recuperado el 2 de enero de 2023, de Obtenido de: https://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo=5122914

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Disposiciones técnicas para el aprovechamiento de gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos*. Recuperado el 14 de enero de 2023, de Obtenido de:http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422286&fecha=07/01/2016

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Reporte de Producción de Gas Natural en México*. Recuperado el 26 de enero de 2023, de Obtenido de:http://cnh.gob.mx/informacion/docs/4%20Producci%C3%B3n%20de%20gas%20natural%20Agosto%202016.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado*. Recuperado el 4 de enero de 2023, de Obtenido

de:http://cnh.gob.mx/informacion/docs/7%20Quema%20y%20venteo%20de%20gas%20Agosto%202016.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2016). *Seguimiento a los programas de quema y venteo de gas natural asociado*. Recuperado el 3 de enero de 2023, de Obtenido de:http://cnh.gob.mx/informacion/docs/7%20Quema%20y%20venteo%20de%20gas%20Agosto%202016.pdf

Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2021). *Formatos para la realización de Trámites*. Recuperado el 12 de enero de 2023, de Obtenido de:https://cnh.gob.mx/regulacion/formatos/?pnl=4881

Congreso de la Unión. (1988). *LEY GENERAL DEL EQUILIBRIO ECOLÓGICO Y LA PROTECCIÓN AL AMBIENTE*. Recuperado el 12 de enero de 2023, de Obtenido de:https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/agenda/PP03/LGEEPA.pdf

Congreso de la Unión. (1994). *LEY FEDERAL DE PROCEDIMIENTO ADMINISTRATIVO*. Recuperado el 15 de enero de 2023, de Obtenido de:http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/112_180518.pdf

Council on Foreign Relations. (2022). *Oil Dependence and U.S Foreign Policy*. Recuperado el 15 de octubre de 2022, de Obtenido de: https://www.cfr.org/timeline/oil-dependence-and-us-foreign-policy

Deffeyes, S. (2006). *Beyond Oil: The View from Hubbert's Peak* .

Departmento de Energía de los Estados Unidos. (2019). *Natural Gas Flaring and Venting: State and Federal Regulatory Overview,Trends, and Impacts*. Recuperado el 15 de octubre de 2022

Duck, B. (2011). *Hydrocarbon World.* Recuperado el 4 de Agosto de 2022

Elvidge, C., Baugh, K., Zhizhin, M., & Park, D. (2009). *Improving satellite data estimation of gas flaring volumes. Year Two Final Report to the GGFR.* Recuperado el 1 de Agosto de 2022, de The World Bank Group.

Eman, A. (2015). *GAS FLARING IN INDUSTRY: AN OVERVIEW.* Recuperado el 16 de Agosto de 2022, de Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/http://large.stanford.edu/courses/2016/ph240/miller1/docs/emam.pdf

Energy Infomation Administration. (2022). *Natural Gas Gross Withdrawals and Production*. Recuperado el 3 de octubre de 2022, de Obtenido de: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_VGV_mmcf_a.htm

Energy Information Administration. (2006). *World Energy Outlock.* Recuperado el 20 de Agosto de 2022, de Obtenido de: https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27512

Energy Information Administration. (2010). *International Energy Statistics.* Recuperado el 8 de Agosto de 2022, de Obtenido de: http://tonto.eia.doe.gov/cfapps/ipdbproject/IEDIndex3.cfm?tid=90&pid=44&aid=8

Energy Information Administration. (2015). *World Shale Resource Assessments.* Recuperado el 12 de Agosto de 2021, de Obtenido de: https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/

Energy Information Administration. (2017). *Reinjected Gas*. Recuperado el 25 de octubre de 2022

Energy Information Administration. (2018). *Annual Energy Outlook 2018.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022

Energy Information Administration. (2021). *Oil and petroleum products explained*.

Energy Information Administration. (2022). *Natural Gas Gross Withdrawals and Production*. Recuperado el 14 de noviembre de 2022, de Obtenido de: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPG0_VGM_mmcf_a.htm

Energy Information Administration. (2022). *PETROLEUM & OTHER LIQUIDS*. Recuperado el 23 de octubre de 2022, de Obtenido de: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crpdn_adc_mbbl_a.htm

Energy Information Administration. (2022). *SHORT-TERM ENERGY OUTLOOK*. Recuperado el 24 de octubre de 2022

Eschenbacher, S. (2022). *Mexicana PEMEX tenía plan para solucionar quema de gas, pero lo abandonó*. Recuperado el 14 de enero de 2023, de Obtenido de: https://es-us.finanzas.yahoo.com/noticias/mexicana-PEMEX-plan-solucionar-quema-130326670.html?guccounter=1&guce_referrer=aHR0cHM6Ly93d3cuZ29vZ2xlLmNvbS8&guce_referrer_sig=AQAAAGO66NjVIklvRtKswmRmWA-OdCjLO9BZPpM9VhLfUYS8T7jEqDe8M6RzcpjQcFRDhCf

ExxonMobil. (2019). *Newsroom*. Recuperado el 16 de noviembre de 2022, de Obtenido de: https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom

Federal Reserve Bank of Dallas. (2019). *Dallas Fed Energy Survey*. Recuperado el 12 de noviembre de 2022

Forbes. (2022). *PEMEX prefiere pagar millonarias multas en lugar de corregir problemas de quema*. Recuperado el 26 de enero de 2023, de Obtenido de:https://www.forbes.com.mx/PEMEX-prefiere-pagar-millonarias-multas-en-lugar-de-corregir-problemas-de-quema/

Frilis, R. (2012). *The Praeger Handbook of Environmental.* Recuperado el 23 de Agosto de 2022

GAO. (2004). *Natural gas flaring and venting: opportunities to improve data and reduce emissions.* Recuperado el 14 de Agosto de 2022

García, J. (2015). *Hidrocarburos no convencionales. Situación actual.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022, de Obtenido de:https://www.icog.es/TyT/index.php/2015/04/hidrocarburos-no-convencionales-situacion-actual/

Gas South. (2016). *A Short History of Natural Gas.* Recuperado el 1 de agosto de 2022, de Obtenido de: https://www.gassouth.com/blog/short-history-natural-gas

Georgia Proud Walton Gas. (2016). *The history of the natural gas.* Recuperado el 15 de Agosto de 2021, de Obtenido de: https://www.waltongas.com/the-history-of-natural-gas-2/

GGRF. (2010). *The News Flare.* Recuperado el 5 de Agosto de 2022, de Obtenido de: http://siteresources.worldbank.org/ EXTGGFR/Resources/ggfr_news_flare_10. pdf

Ghadyanlou, F., & Vatani, A. (2015). *Chemical Engineering, Essentials for the CPI Professional.* Recuperado el 1 de Agosto de 2022

Global Gas Flairing Reduction Partnership. (2022). *United States: Federal Offshore*. Recuperado el 2 de noviembre de 2022

Global Gas Flairing Reduction Partneship. (2021). *United States: Federal Onshore*. Recuperado el 14 de noviembre de 2022, de Obtenido de: https://flaringventingregulations.worldbank.org/united-states-federal-onshore

Global Gas Flaring Reduction Parthership. (2020). *Global Gas Flaring Tracker Report.* Recuperado el 3 de Agosto de 2022, de Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://pubdocs.worldbank.org/en/503141595343850009/WB-GGFR-Report-July2020.pdf

Global Gas Flaring Reduction Parthership. (2021). *Global Gas Flaring Tracker Report.* Recuperado el 16 de Agosto de 2022, de Banco Mundial: Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1f7221545bf1b7c89b850dd85cb409b0-0400072021/original/WB-GGFR-Report-Design-05a.pdf

Global Gas Flaring Reduction Parthership. (2022). *Global Flaring and Venting Regulations: 28 Case Studies from Around the World.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022, de Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://thedocs.worldbank.org/en/doc/fd5b55e045a373821f2e67d81e2c53b1-0400072022/related/Global-Flaring-and-Venting-Regulations-28-Case-Studies-from-Around-the-World.pdf

Global Gas Flaring Reduction Partnership. (2022). *Global Flaring and Venting Regulations: A Comparative Review of Policies.* Recuperado el 6 de Septiembre de 2022, de Banco Mundial: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://thedocs.worldbank.org/en/doc/fd5b55e045a373821f2e67d81e2c53b1-0400072022/original/Global-Flaring-and-Venting-Regulations-A-Comparative-Review-of-Policies.pdfObtenido de:

Global Gas Flaring Reduction Public–Private Partnership. (2002). *Report on Consultations with Stakeholders.* Recuperado el 5 de Agosto de 2022, de World Bank.

Global Witness. (2019). *The US is set to drown the world in oil*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Gobo, E., Richard, G., & Ubong, J. (2009). *Health Impact of Gas Flares on Igwuruta/Umuechem Communities in Rivers State*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Google Maps. (2022). *Global Map.* Recuperado el 17 de Agosto de 2022

Gzar, H., & Kseer, K. (2009). *Journal of Al-Nahrain University.* Recuperado el 16 de Agosto de 2022

Hakes, J. (2000). *The 25th Anniversary of the 1973 Oil Embargo.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022, de The Energy Information Administration: Obtenido de:http://www.eia.doe.gov/emeu/25opec/anniversary.html

Heede, R. (2014). *Tracing anthropogenic carbon dioxide and methane emissions to fossil fuel and cement producers, 1854–2010.* Recuperado el 18 de Agosto de 2022, de Obtenido de:https://link.springer.com/article/10.1007/s10584-013-0986-y?view=classic

Heede, R. (2017). *Our vision is for a world protected from the social, economic.* Recuperado el 4 de Agosto de 2022, de Obtenido de: https://climateaccountability.org/carbonmajors.html

Helms, L. (2014). *Director's Cut, NDIC Department of Mineral Resources.* Recuperado el 25 de Agosto de 2022

Hernández, G., & Velázquez, S. (2019). *Cinco años de la Reforma Constitucional en materia energética, en camino a un manejo eficiente del gas natural asociado a la extracción de hidrocarburos*. Recuperado el 23 de enero de 2023, de Obtenido de:https://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0041-86332019000201189#B9

Hernández, I. (2020). *COVID-19: ¿Qué significa para la industria del petróleo y gas?* Recuperado el 30 de Agosto de 2022, de Obtenido de:https://www.pwc.com/mx/es/gestion-de-crisis/covid-19/covid-19-impacto-industria-petroleo-gas.html

Hoffman, T., Sonnenberg, S., Kazemi, H., & Cui, Q. (2014). *The benefits of reinjecting instead of flaring produced gas in unconvential oil reservoirs*. Recuperado el 15 de noviembre de 2022

International Energy Agency. (2006). *Optimising Russian Natural Gas: Reform and Climate Policy.* Recuperado el 16 de agosto de 2022, de The Organisation for Economic Co-operation and Development,.

Ismail, S., & Umukoro, E. (2012). *Global Impact of Gas Flaring*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Josefson, J., Rotar, A., Morgan, & LLP, L. &. (2021). *Oil and gas regulation in the Russian Federation: overview*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Kaplow, L., & Zhang, J. (2005). *Regulation of Stock Externalities with Correlated Abatement Costs*. Recuperado el 27 de octubre de 2022

Koyama, I., Sadek, N., & Campa, A. (2022). *Satellite data helps reveal extent of flaring in key states (Nuevo México)*. Recuperado el 23 de octubre de 2022

Leachman, M., Onodera, A., & Stone, I. (2022). *Satellite data helps reveal extent of flaring in key states (Dakota del Norte)*. Recuperado el 12 de octubre de 2022, de GASLIT.

Legal Information institute. (2022). *CFR: Title 30. Mineral Resources*. Recuperado el 13 de noviembre de 2022, de Obtenido de https://www.law.cornell.edu/cfr/text/30

Luna, N. (2022). *PEMEX aumenta el venteo de gas y complica sus compromisos ante la COP27*. Recuperado el 24 de enero de 2023, de Obtenido de:https://www.lapoliticaonline.com/mexico/energia-mx/repunta-la-quema-de-gas-en-PEMEX-y-complica-los-compromisos-adquiridos-ante-la-cop27/

Maizland, L., & Siripurapu, A. (2022). *How the U.S. Oil and Gas Industry Works*. Recuperado el 15 de octubre de 2022, de Obtenido de: https://www.cfr.org/backgrounder/how-us-oil-and-gas-industry-works#chapter-title-0-8

Malumfashi, I. (2007). *Phase-Out of Gas Flaring in Nigeria By 2008: The Prospects of a Multi-Win Project (Review of the Regulatory, Environmental and Socio-Economic Issues)*. Recuperado el 23 de octubre de 2022

Matthew, R. (2008). *Flare Efficiency and Emissions: Past and Current Research*. Recuperado el 24 de octubre de 2022

Meng, Q. (2017). *The impacts of fracking on the environment: A total environmental study paradigm.* Recuperado el 15 de Agosto de 2022, de Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.unco.edu/nhs/biology/about-us/franklin-scott/lab/images/Meng2017.pdf

Methane Guiding Principles. (2019). *Reducing Methane Emissions: Best Practice Guide Flairing*. Recuperado el 2 de noviembre de 2022

Mexico Busines News. (2022). *Green PEMEX: The Challengue of Reducing Gas Flaring*. Recuperado el 15 de enero de 2022, de Obtenido de: https://mexicobusiness.news/oilandgas/news/green-PEMEX-challenge-reducing-gas-flaring

Miirima, H. (2008). *Demystifying Oil Exploration in Uganda.* Recuperado el 27 de Agosto de 2022

Miser, T. (2015). *A Short History of the Evolving Uses of Natural Gas.* Recuperado el 17 de Agosto de 2021, de Obtenido de: https://www.power-eng.com/coal/a-short-history-of-the-evolving-uses-of-natural-gas/#gref

Moreno, C., Speich, D., & Fuhr, L. (2020). *La métrica del carbono: ¿el co2 como medida de todas las cosas?* Recuperado el 16 de noviembre de 2022, de Obtenido de:https://mx.boell.org/sites/default/files/carbon_metrics-impresion.pdf

NASA. (2021). *Visible Earth.* Recuperado el 3 de abril de 2022, de Obtenido de: https://visibleearth.nasa.gov/

NASA Earth Observatory. (2009). *Gas Flares in Bahía de Campeche*. Recuperado el 23 de enero de 2023

NASA Earth Observatory. (2012). *Gas Flares in Bahía de Campeche*. Recuperado el 3 de febrero de 2023, de Obtenido de:https://earthobservatory.nasa.gov/images/79153/gas-flares-in-bahia-de-campeche

NASA Earth Observatory. (2017). *Gas Flares in the Gulf.* Recuperado el 23 de enero de 2023, de Obtenido de:https://earthobservatory.nasa.gov/images/89547/gas-flares-in-the-gulf

Natural Gas Department of Tennesse. (2015). *History of Natural Gas.* Recuperado el 12 de agosto de 2022, de Obtenido de: https://www.lebanontn.org/183/History-of-Natural-Gas

Ngene, S., Tota Maharaj, K., Eke, P., & Hills, C. (2016). *Environmental Implications of Flaring and Venting in Crude.* Recuperado el 23 de agosto de 2022, de Obtenido de: file:///C:/Users/abraham.salinas/Downloads/Environmental_Implications_of_Flaring_and_Venting_.pdf

NOAA. (2010). *Global gas flaring estimates.* Recuperado el 9 de Agosto de 2022, de Obtenido de: https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data

Office of Fossil Energy USA. (2019). *Natural Gas Flaring and Venting: State and Federal Regulatory Overview, Trends, and Impacts*. Recuperado el 25 de octubre de 2022

Ohio EPA. (2012). *Understanding the Basics of Gas Flaring.* Recuperado el 15 de Agosto de 2022

Organización de las Naciones Unidas. (2016). *NDC Registry*. Recuperado el 24 de enero de 2023, de Obtenido de: https://unfccc.int/NDCREG

Ostolaza, J. (2022). *1973 vs 2022*. Recuperado el 2 de noviembre de 2022, de Obtenido de: https://www.eleconomista.com.mx/opinion/1973-vs-2022-20220309-0104.html

Palmer, I. (2022). *Flaring Of Gas Falls Off In Permian And Bakken – And Why That's Good News.* Recuperado el 3 de octubre de 2022, de Obtenido de: https://www.forbes.com/sites/ianpalmer/2022/02/15/flaring-of-gas-falls-off-in-permian-and-bakken--and-why-thats-good-news/?sh=48c3a28d4642

PEMEX. (2014). *Base de Datos Institucional, Producción de gas natural por región y activo*. Recuperado el 13 de enero de 2023, de Obtenido de:http://ebdi.PEMEX.com/bdi/bdiController.do?action=cuadro&cvecua=EGASRAI

PEMEX. (2016). *Informes trimestrales de aprovechamiento de gas natural asociado por activo integral de producción / Informes trimestrales de aprovechamiento del gas natural asociado, 1er, 2do, 3er y 4to informes, enero-diciembre de 2016*. Recuperado el 26 de enero de 2023, de Obtenido de: https://www.PEMEX.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx

PEMEX. (2016). *Informes Trimestrales de proyectos en ejecución para evitar o reducir la quema y el venteo de gas por activo integral de Producción (2010, 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015)*. Recuperado el 25 de enero de 2023, de Obtenido de: https://www.PEMEX.com/transparencia/Documents/2018mdylb/29_LB_PEP-ProducciondeHidrocarburos.pdf

PEMEX. (2020). *Tercer reporte trimestral de PEMEX*. Recuperado el 24 de enero de 2021, de Obtenido de:https://www.PEMEX.com/ri/finanzas/Paginas/resultados.aspx

PEMEX. (2023). *Base de Datos Institucional*. Recuperado el 15 de enero de 2023, de Obtenido de:https://ebdi.PEMEX.com/bdi/bdiController.do

Perry, M. (11 de Diciembre de 2012). *New NASA Satellite Photos Show America's Oil Fields at Night*. (AEIdeas, Productor) Recuperado el 8 de Febrero de 2022, de

Obtenido de: https://www.aei.org/carpe-diem/new-nasa-satellite-photos-show-americas-oil-fields-at-night/

Peterson, J., Cooper, H., & Baukai, C. (2007). *Hydrocarbon processing.* Recuperado el 24 de Agosto de 2022

PFC Energy. (2007). *Using Russia's Associated Gas. Prepared for the Global Gas Flaring Reduction Partnership and the World Bank.* Recuperado el 15 de Agosto de 2022, de The World Bank Group, Washington.

Programa para el Medioambiente ONU. (2018). *Coalición Clima y Aire Limpio*. Recuperado el 25 de enero de 2023, de Obtenido de: https://www.unep.org/es/explore-topics/climate-change/what-we-do/coalicion-clima-y-aire-limpio

Sangsaaki, M., & Anajafi, E. (2015). *International Conference on Chemical, Food and Environment Engineering.* Recuperado el 2 de Agosto de 2022

Secretaria de Relaciones Exteriores. (2021). *México se adhirió al Compromiso Global de Metano en la COP26*. Recuperado el 25 de enero de 2023, de Obtenido de:https://mision.sre.gob.mx/oea/index.php/comunicados/38-comunicados-2021/809-mexico-se-adhirio-al-compromiso-global-de-metano-en-la-cop26-03-nov-2021#:~:text=El%20Compromiso%20Global%20de%20Metano,registrados%20en%20el%20a%C3%B1o%202020.

SENES Consultants Limited. (2012). *Final Report Sour gas.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022, de Obtenido de: http://scek.ca/documents/scek/Final_Reports/RA%202006-08%20Sour%20Gas%20Final%20Report-May%2017_%202007.pdf

Strosher, M. (1996). *Investigations of Flare Gas Emissions in Alberta.* Recuperado el 6 de Agosto de 2022

Taylor, M. (2019). *Climate emergency: what the oil, coal and gas giants say.* Recuperado el 26 de Agosto de 2022, de Obtenido de:

https://www.theguardian.com/environment/2019/oct/09/climate-emergency-what-oil-gas-giants-say

Taylor, M., & Watts, J. (2019). *Revealed: the 20 firms behind a third of all carbon emissions.* Recuperado el 26 de Agosto de 2022

The International Association of Oil & Gas Flaring & Venting in th. (2000). *The International Association of Oil & Gas Producers (OGP)*. Recuperado el 13 de octubre de 2022

Torres, V., Herndon, S., & Allen, D. (2012). *Industrial flare performance at low flow conditions: Part 1 and 2*. Recuperado el 12 de noviembre de 2022

U.S Department of Energy. (2019). *Natural Gas Flaring and Venting: State and Federal Regulatory Overview, Trends, and Impacts.* Recuperado el 13 de Agosto de 2022, de Obtenido de: chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/08/f65/Natural%20Gas%20Flaring%20and%20Venting%20Report.pdf

United States Enviromental Protection Agency. (1991). *Industrial Flares.* Recuperado el 12 de Agosto de 2022, de Obtenido de: http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch13/final/c13s05.pdf

University of Texas. (2019). *Supplemental Flare Operations Training*. Recuperado el 8 de noviembre de 2022

USGS. (2021). *World Oil and Gas Resources Assessments.* Recuperado el 25 de Agosto de 2022, de Obtenido de: https://certmapper.cr.usgs.gov/data/apps/world-energy/?resource=conventional

Uyigue, E., & Agho, M. (2007). *Coping with Climate Change and Environmental Degradation in the Niger Delta of Southern Nigeria*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Wionczek, M., & Shinohara, M. (1982). *Las relaciones económicas entre México y Japón: influencia del desarrollo petrolero mexicano*.

World Bank. (2001). *Regulation of Associated Gas Flaring and Venting. A Global Overview and Lessons from International Experience*. Recuperado el 12 de octubre de 2022

Zavala, D., & Yawanarajah, S. (2010). *Oportunidad para reducir la quema de gas asociado y aumentar el suministro de gas natural en México*. Recuperado el 2 de febrero de 2023, de Obtenido de:https://www.animalpolitico.com/analisis/invitades/oportunidad-para-reducir-la-quema-de-gas-asociado-y-aumentar-el-suministro-de-gas-natural-en-mexico