

EL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL DE EE. UU.:

Seguridad energética y respaldo a nuestra calidad de vida



U.S. DEPARTMENT OF
ENERGY

Fossil
Energy

OFFICE OF OIL & NATURAL GAS

En las últimas dos décadas,

los estadounidenses han sido testigos de un aumento drástico en la capacidad de nuestra nación de producir el petróleo y el gas natural que necesitamos para impulsar nuestra economía dinámica y respaldar nuestro moderno estilo de vida. Este informe se enfoca en los importantes beneficios que produjo este aumento en la producción doméstica de energía, así como en los avances clave en tecnologías de producción de petróleo y gas natural que han hecho este crecimiento posible. La Oficina de Petróleo y Gas Natural del Departamento de Energía (DOE, por sus siglas en inglés) elaboró este informe para reconocer la función crítica de la innovaciones en tecnologías energéticas avanzadas para mantener el éxito económico de EE. UU. y proporcionar así un abastecimiento energético nacional sostenible para el futuro.

Índice

Resumen ejecutivo	04
Sección 1: El petróleo y el gas natural abastecen la economía estadounidense	08
Sección 2: Innovaciones en la extracción de petróleo y gas natural	20
Sección 3: Beneficios del aumento en la producción nacional de petróleo y gas natural	42
Sección 4: Oportunidades para el futuro	52
Glosario	58
Notas finales, referencias y reconocimientos (solo en inglés)	67



RESUMEN EJECUTIVO

El petróleo y el gas natural juegan un papel clave a la hora de impulsar tanto la economía dinámica estadounidense como la calidad de vida en Estados Unidos. Estos hidrocarburos proporcionan más de dos tercios de la energía que los estadounidenses consumen a diario y continuaremos dependiendo de estos recursos en un futuro. Además de cubrir nuestras necesidades energéticas, el petróleo y el gas natural forman parte de nuestro estándar de vida de manera que muchas veces pasan inadvertidas. Varios avances tecnológicos clave permitieron lograr un aumento drástico en la producción doméstica de petróleo y gas natural en los últimos 20 años. Este aumento de la producción brinda seguridad energética y beneficios económicos a todo el país, y los avances tecnológicos en curso nos ayudarán a disfrutar de esos beneficios en el futuro.

EL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL SON ESENCIALES PARA CUBRIR LAS NECESIDADES DE LOS ESTADOUNIDENSES

El petróleo y el gas natural se utilizan de muchas formas que todos conocemos. Los productos derivados del petróleo impulsan el transporte, ya que sirven como combustible para automóviles, camiones, embarcaciones, locomotoras y aviones. El gas natural genera más de un tercio de la electricidad que necesitamos para tener calefacción, aire acondicionado, iluminación, producción industrial, refrigeración y otros servicios esenciales. Decenas de millones de estadounidenses dependen del petróleo y del gas natural para calentar sus hogares y de la combustión limpia del gas natural para cocinar su comida.

Aunque quizás no se sepa, el petróleo y el gas natural también cumplen un papel clave en el suministro de productos y materiales esenciales, el aumento de la productividad agrícola y la expansión de nuevas fuentes energéticas.

El petróleo, el gas natural y los **líquidos del gas natural*** son componentes básicos de una gama de materiales modernos que mejoran la calidad de vida. Estos productos se utilizan para fabricar prótesis, mejorar la eficiencia energética de los hogares, crear vehículos más seguros y eficientes y mejorar otros cientos de productos para el consumo que los estadounidenses utilizan a diario. Los plásticos y los productos químicos que se derivan del petróleo y del gas natural hacen que nuestros alimentos sean más seguros, que nuestra ropa sea más cómoda, que nuestro hogar sea más fácil de cuidar y que nuestra vida cotidiana sea más cómoda a nivel general.

El gas natural también es un ingrediente clave en los fertilizantes químicos, lo cual ayuda a aumentar la producción y el rendimiento de los cultivos por acre plantado, además de impulsar muchas actividades importantes del campo, como en el secado de las cosechas.

*En este informe, las palabras destacadas en verde y en negrita se explican con mayor detalle en el glosario (páginas 58 a 66). Solo la primera aparición de la frase o palabra en el informe se muestra en verde y en negrita.

Los plásticos, ligeros y resistentes, que se producen con petróleo y gas natural son utilizados por la mayoría de los fabricantes de turbinas eólicas y paneles solares. Cuando no hay viento o sol, las turbinas impulsadas por gas proporcionan energía segura, según la demanda, para mantener operativa la red eléctrica. Además, el hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles es una fuente de energía versátil que puede jugar un papel importante en la transición a una economía de bajas emisiones de carbono. Un 99 % de la producción estadounidense de hidrógeno se obtiene ya de combustibles fósiles, con un 95 % que se obtiene de gas natural por medio del proceso de **reformado de metano con vapor de agua (SMR, por sus siglas en inglés)**.

LAS INNOVACIONES TECNOLÓGICAS ASEGURAN LOS BENEFICIOS DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL NACIONALES

Todos los estadounidenses, no solo los que viven en los 34 estados que producen petróleo y gas natural o quienes trabajan en esa industria, se ven directamente beneficiados por el aumento en la producción nacional. Algunos de los beneficios son: ahorros considerables para los consumidores estadounidenses debido al menor costo de la energía, mayores ingresos de los gobiernos estatales y locales, el aumento de la cantidad de empleos bien remunerados, la revitalización de la industria petroquímica y el aumento del comercio exterior a partir de la exportación de **gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés)**.

Al mismo tiempo, reducir la huella ambiental por unidad de petróleo y gas natural producida, mediante la implementación de tecnologías de extracción de bajo impacto, ha hecho que tanto el petróleo como el gas natural sean competitivos con relación a otras fuentes de energía en términos de sustentabilidad ambiental.

Representación artística de una embarcación transportadora de LNG en el océano.

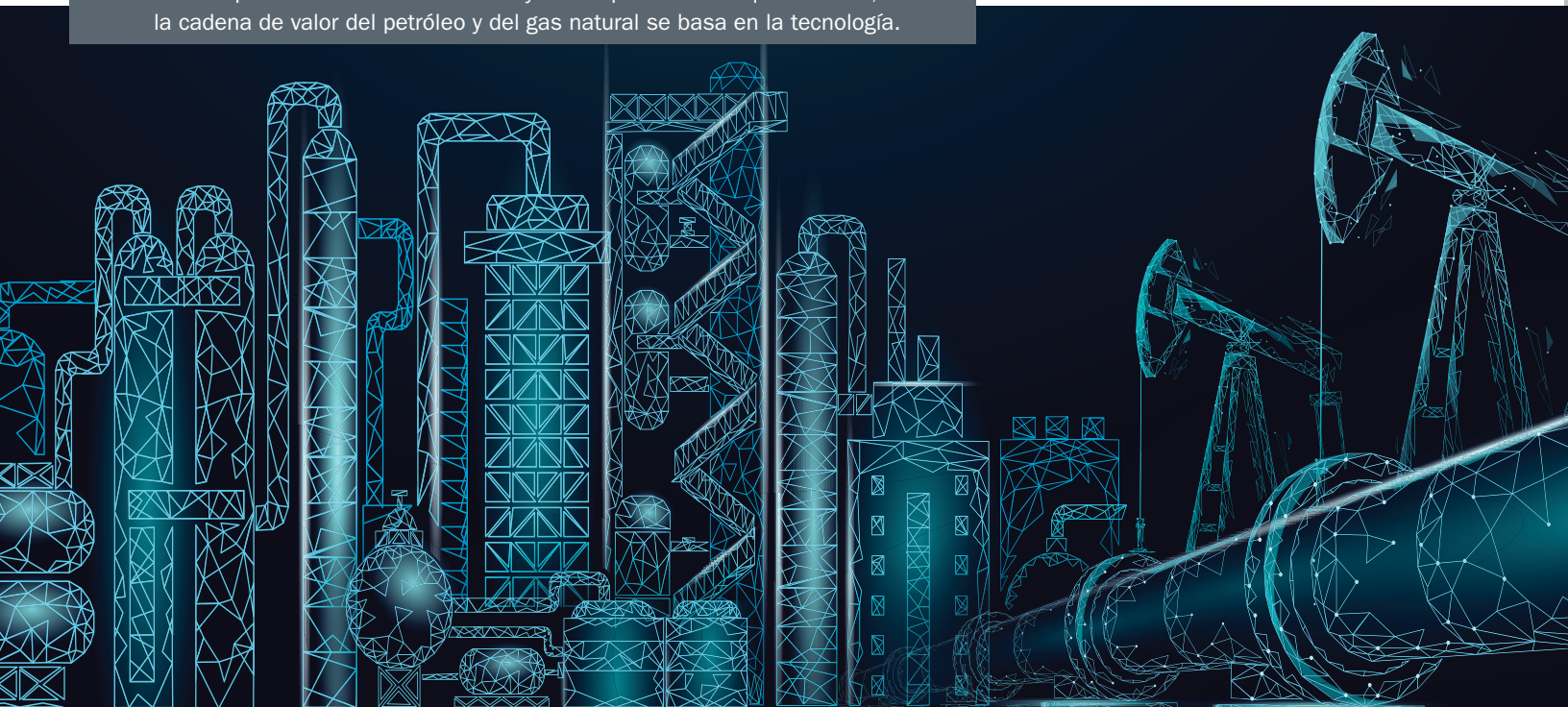


Las innovaciones tecnológicas han permitido que Estados Unidos ya no dependa de la importación de energía, a la vez que ha aliviado la preocupación con respecto a la escasez de recursos energéticos. Los recursos domésticos de energía, desde el punto de vista económico, han aumentado, y Estados Unidos sobresale con más fuerza en los mercados energéticos internacionales.

Más de 40 años de inversiones de la industria y el gobierno en investigación y desarrollo de tecnología han modificado de forma drástica la capacidad técnica de la industria del petróleo y del gas natural en los Estados Unidos, lo cual ha permitido recuperar y producir más petróleo y gas natural atrapados en yacimientos rocosos no convencionales, y de ese modo se garantiza un abastecimiento abundante y asequible durante muchas décadas. Los siguientes son algunos de los logros científicos y tecnológicos que hicieron posible esta tendencia:

- Avances en los métodos de producción que permiten extraer petróleo y gas natural de fuentes que anteriormente eran poco económicas, y que son responsables de gran parte del aumento de la abundancia de energía en Estados Unidos.
- Mejoras en las tecnologías para utilizar dióxido de carbono con el fin de extraer más petróleo en pozos viejos, y almacenar a su vez de forma segura y subterránea los **gases de efecto invernadero (GHG, por sus siglas en inglés)**.
- **Plataformas flotantes** y sistemas de producción submarinos que amplían los volúmenes de recursos de petróleo y gas natural recuperables en zonas profundas del océano.
- Aumento en la eficiencia productiva que resulta posible gracias al relevamiento de información a través de la inteligencia artificial y el aprendizaje automático de los equipos de producción.
- Nuevos enfoques que permiten producir petróleo y gas natural de forma más sustentable para el medioambiente, así como respaldar el desarrollo de recursos sustentables de petróleo y gas natural.

Desde los pozos hasta los neumáticos y las boquillas de los quemadores, toda la cadena de valor del petróleo y del gas natural se basa en la tecnología.



Los aumentos drásticos en la producción nacional de estos recursos le permitieron a Estados Unidos pasar de ser un país importador de energía a ser exportador neto. Este cambio implica que ya no dependemos de otros países para cubrir nuestras necesidades energéticas. Como líder en el crecimiento y abastecimiento de gas natural en el mundo, Estados Unidos ahora está en condición de ayudar a sus aliados e impulsar sus respectivas economías.

La producción asequible de petróleo y gas natural continuará desempeñando un papel importante en el abastecimiento energético de Estados Unidos para el futuro próximo, lo cual es fundamental para la seguridad económica y energética del país. Se proyecta que el petróleo, el gas natural y los líquidos del gas natural aún representarán la mayor parte del consumo energético de Estados Unidos dentro de dos décadas, a pesar del crecimiento sostenido de fuentes de energía renovables, como la eólica, la solar y la de biomasa.

Tanto el petróleo como el gas natural siguen siendo indispensables, aún durante esta transición de tantos países hacia un futuro de energía con menores emisiones de carbono. El gas natural continuará ayudando a disminuir las emisiones de dióxido de carbono generado por recursos de electricidad como también proporcionará energía segura necesaria, según la demanda, para extender el uso de las energías eólica y solar. El petróleo y el gas natural también continuarán abasteciendo a las industrias de materiales de alta tecnología para uso de fuentes de energías renovables que resulten viables en el aspecto económico.

Las inversiones en investigación y tecnología durante las últimas décadas le permitieron a Estados Unidos transformarse en un líder mundial en materia de producción de petróleo y gas natural. Esto ha generado beneficios valiosos que disfrutaron los estadounidenses de todos los ámbitos sociales. La Oficina de Petróleo y Gas Natural del Departamento de Energía ha jugado un papel importante al asociarse con actores de la industria, espacios académicos, organismos estatales y organizaciones no gubernamentales que desarrollan algunas de esas tecnologías, y generan avances tecnológicos continuos que permiten mejorar aún más el desempeño y lograr más beneficios económicos en el futuro. A medida que el país comienza a abordar nuevos desafíos, el DOE y los investigadores públicos y privados de Estados Unidos continúan enfocándose en promover innovaciones tecnológicas que garanticen el abastecimiento nacional sustentable de energía.

EL PETRÓLEO Y EL GAS NATURAL ABASTECEN LA ECONOMÍA ESTADOUNIDENSE

Los estadounidenses dependen de que haya una oferta abundante de energía asequible y producida a nivel nacional no solo para cubrir nuestras necesidades humanas básicas, sino también para disfrutar de las comodidades a las que nos hemos acostumbrado en nuestro moderno estilo de vida.

Todos los días utilizamos energía ya sea para activar nuestras alarmas o para calentar nuestro café por la mañana. La energía impulsa nuestros medios de transporte para ir al trabajo o ir a la escuela, así como los dispositivos y herramientas que utilizamos allí. Nos permite regresar a nuestro hogar y cocinar la cena, ilumina nuestros momentos en familia, alimenta nuestro mundo digital y nos mantiene calientitos (o frescos) durante la noche. También hace posible que los servicios de emergencia nos mantengan seguros.

La economía nacional depende de la energía de manera fundamental en todos sus niveles: para extraer materias primas, cultivar alimentos o fabricar productos, trasladarlos al mercado, operar los sistemas necesarios para gestionar nuestras transacciones comerciales y brindarnos información vital para nuestra vida, nuestros negocios y la democracia. Los estadounidenses tienen una alta demanda de energía. La solidez de nuestra economía y el uso que hacemos de la energía están vinculados de forma inextricable.



La solidez de nuestra economía y el uso que hacemos de la energía están vinculados de forma inextricable.

Si bien el estilo de vida del que disfrutaban los estadounidenses requiere un aporte de energía considerable, se han hecho esfuerzos para mejorar la eficiencia energética sobre la que se basa la seguridad a largo plazo y para reducir el impacto de la producción y el suministro energético.

En 2007, el National Petroleum Council³ formuló recomendaciones de normas para mejorar la eficiencia y reducir de ese modo la demanda energética. Algunas de esas recomendaciones incluyen:

- Hacer más exigentes los requisitos de eficiencia de consumo de combustible de los vehículos.
- Promover la creación de códigos de construcción y normas para electrodomésticos eficientes a nivel energético.
- Realizar investigaciones para reducir los costos de las tecnologías industriales enfocadas en el aumento de la eficiencia energética.
- Mejorar la recopilación de datos sobre la energía.

Aumentar la eficiencia energética con el fin de maximizar los beneficios por unidad de energía consumida es clave para mantener el estilo de vida de los estadounidenses y también ha sido uno de los objetivos para avanzar la tecnología energética en las últimas dos décadas.

SUMINISTRO NACIONAL ACTUAL DE ENERGÍA:

Los combustibles fósiles son clave para mantener un sistema integrado

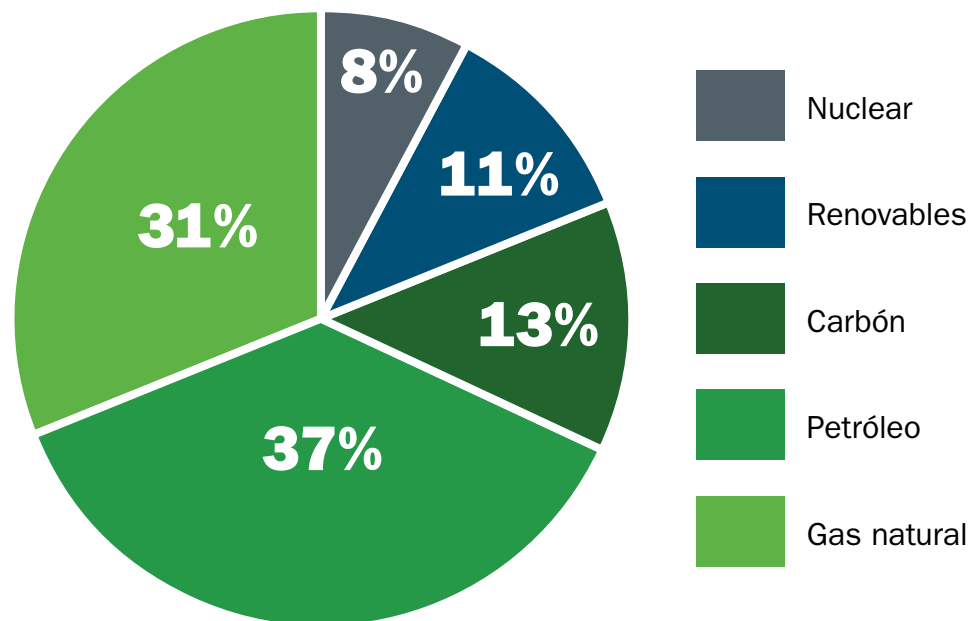
¿De dónde viene nuestra energía? ¿Cómo se utiliza?

La energía estadounidense proviene de varias fuentes:

- Combustibles fósiles, como el petróleo, el gas natural y el carbón.
- Energía nuclear.
- Fuentes de energía renovables, como la de biomasa (que incluye el etanol combustible del maíz y el biodiésel), la solar, la eólica, la hidroeléctrica y la geotérmica.

Los combustibles fósiles proporcionan la mayor parte de la energía que consumimos, y la mayoría de este aporte, a su vez, lo hacen el petróleo y el gas natural (consulte la Figura 1).

Figura 1 El petróleo y el gas natural abastecen más de dos tercios del consumo energético de EE. UU.²

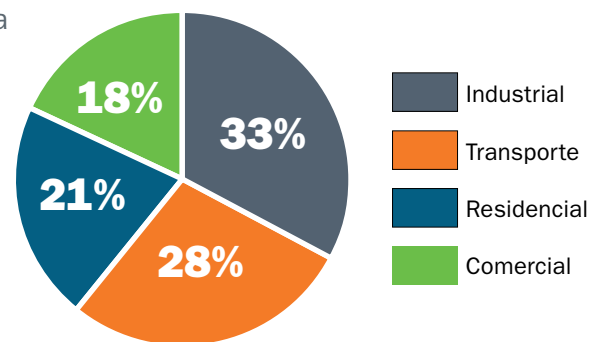


Casi el 70 % de la energía que se consume en Estados Unidos proviene de productos derivados del petróleo y del gas natural.

Existen cuatro grandes sectores económicos en Estados Unidos que consumen energía de forma relativamente similar: el transporte, la fabricación industrial, las actividades comerciales y el consumo residencial (consulte la Figura 2).

1. En el sector transporte, se utilizan principalmente la gasolina y el combustible diésel para autos y camiones. También se utilizan en embarcaciones, locomotoras y aviones.
2. El consumo del sector industrial incluye el uso de combustible para generar energía eléctrica. También se utiliza en equipos de producción, procesamiento o ensamblaje de bienes, incluyendo dispositivos de calefacción, aire acondicionado e iluminación. Los combustibles fósiles, principalmente líquidos del gas natural, también se utilizan como materia prima para fabricar productos.
3. El consumo en el sector comercial incluye combustible para empresas, gobiernos y organizaciones que brindan servicios, tales como calefacción, aire acondicionado, iluminación, refrigeración y cocina.
4. El sector residencial también emplea energía para calefacción, aire acondicionado, iluminación, refrigeración y cocina, pero en hogares particulares.

Figura 2 Cuatro grandes sectores económicos de Estados Unidos utilizaron casi la misma cantidad de energía en 2019³



La electricidad representa un aporte energético importante en el sector residencial, comercial e industrial, ya que proporciona entre un cuarto y tres cuartos de la energía que consume cada uno de estos sectores, incluyendo las pérdidas en transporte energético, según la localidad. El sector comercial y residencial son los que más la utilizan.

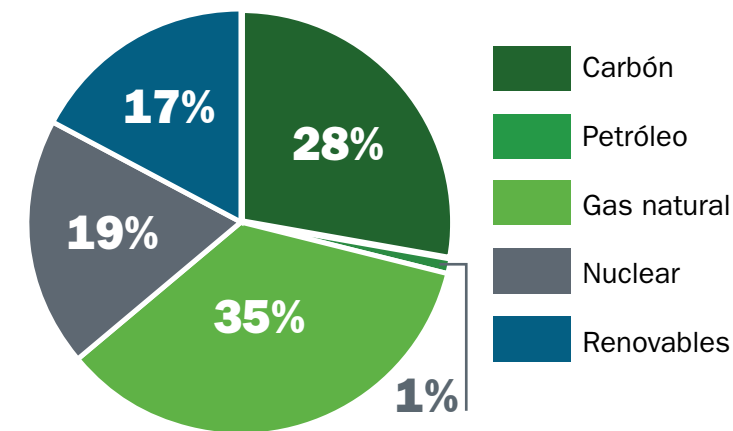
En la actualidad, más de un tercio de la electricidad de la nación se genera a partir de la quema de gas natural (consulte la Figura 3).

Si bien el carbón sigue cumpliendo un papel importante en la producción de electricidad, tanto el gas natural como diversas fuentes renovables (por ejemplo, la eólica y la solar) han aumentado su aporte a la capacidad de generación de energía eléctrica del país en las últimas décadas.

El gas natural también tiene una función fundamental en la prevalencia de las energías renovables. Los aportes de la energía eólica y la solar fluctúan, mientras que la demanda de electricidad es constante. El gas natural proporciona una fuente de energía confiable y segura durante las interrupciones en el suministro de energías renovables, como en épocas de poco viento o sol.

Figura 3 Fuentes estadounidenses de generación eléctrica en 2019⁴

Más de un tercio de la electricidad de la nación se genera a partir de la quema de gas natural.



Los combustibles fósiles proporcionan la mayor parte de la energía que consumimos la mayoría de este aporte, a su vez, lo hacen el petróleo y el gas natural.



Las plantas generadoras de electricidad flexibles alimentadas con gas natural (izquierda), ayudan a garantizar que la energía eólica siga siendo confiable (derecha).

Profundización

GAS NATURAL:

UNA PARTE FUNDAMENTAL DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA

Hace una década, un cuarto de la energía que se utilizaba para crear electricidad en Estados Unidos provenía del gas natural. Hoy en día, representa casi un 40 % y se prevé que continúe de este modo durante las próximas décadas⁵. Si bien se anticipa que aumente la cantidad de energía que producen fuentes de energía renovables, como la solar y la eólica, estas fuentes son “intermitentes” (la energía eólica fluctúa con la intensidad del viento, y la solar, con la nubosidad y la oscuridad nocturna) y resulta necesario tener una forma confiable, segura y continua para abastecer la electricidad a los consumidores. Cuanto más grande sea el aporte de las fuentes renovables a la red eléctrica, mayor será el desafío.

Una solución eficaz es instalar plantas eléctricas de gas natural con capacidad de abastecimiento rápido, en las cuales el sistema pueda generar electricidad con mayor rapidez cuando falle la generación de energía renovable. Dichas plantas son capaces de alcanzar potencia plena de producción de cientos de *megawatts* en menos de 30 minutos, y esa producción puede reducirse cuando se incrementa la energía renovable durante tiempos de sol o viento⁶.

Esta función del gas natural continuará hasta que se disponga de baterías aptas para uso de redes eléctricas a gran escala, capaces de almacenar la energía solar o eólica y descargarla al instante. Estas deben ser económicas y sustentadas desde el punto de vista ambiental. En este contexto, el gas natural permite tener un sistema energético integrado, ya que posibilita que se desarrollen más las fuentes renovables de generación eléctrica y a la vez disminuye las emisiones de carbono (en relación con otros hidrocarburos) por unidad de energía generada.

EL ROL DEL PETRÓLEO Y DEL GAS NATURAL MÁS ALLÁ DE LA ENERGÍA

Si bien se reconoce su aporte al abastecimiento energético de nuestra nación, **el petróleo y el gas natural sustentan nuestro estilo de vida moderno de incontables formas** más allá de sus usos comunes

de calefacción, generación eléctrica y combustibles para el transporte, formas que a veces no resultan evidentes, pero son clave para nuestra vida diaria (consulte la Figura 4).

Figura
4

Muchos objetos comunes del hogar están hechos de compuestos derivados del petróleo y del gas natural.



El petróleo, el gas natural y el carbón son **hidrocarburos**, es decir, compuestos químicos que consisten principalmente en hidrógeno y carbono, y que se encuentran en depósitos subterráneos. El petróleo y el gas natural se crearon cuando la materia orgánica que se acumuló junto con sedimentos en antiguas **cuencas** sedimentarias se expuso al calor y a la presión durante millones de años.

Los hidrocarburos, como el etano, son el ingrediente principal del plástico y son clave para la atención médica moderna, la agricultura, la industria automotriz,

los productos de construcción, los productos de consumo e incluso la energía renovable. El etano es un hidrocarburo líquido que se extrae del gas natural durante el procesamiento posterior a la producción. Si bien una proporción relativamente pequeña de hidrocarburos líquidos (alrededor de un 7 %)⁷ se utilizan para fabricar productos no energéticos, cabe destacar la omnipresencia de este tipo de productos en nuestra vida diaria. No podemos vivir en el siglo XXI sin ellos.

Atención médica

Los plásticos que se fabrican a partir de líquidos del gas natural, como el etano, han ayudado a revolucionar la atención médica. Los guantes quirúrgicos, los antisépticos, los medicamentos, los anestésicos y una amplia variedad de dispositivos médicos, desde válvulas cardíacas hasta prótesis y lentes, son solo algunos ejemplos.

Los envases de plástico de alta resistencia son más seguros y permiten que las entregas sean más eficientes: desde tapas de seguridad y botellas duraderas hasta revestimientos de protectores y bolsas impermeables para evitar riesgos biológicos al transportar residuos médicos. El plástico se utiliza comúnmente en dispositivos y procedimientos quirúrgicos: los marcapasos, los stents y las prótesis articulares modernas se basan en su capacidad de moldearse según especificaciones complejas. Todas estas aplicaciones se ofrecen a un costo mucho más bajo y requieren de mucho menos mantenimiento en comparación con predecesoras de metal y vidrio.



Agricultura

El gas natural y los líquidos del gas natural actúan como fuente de hidrógeno necesaria para combinarse con nitrógeno y producir amoníaco, la base de los fertilizantes químicos que han ayudado a aumentar la producción y el rendimiento de los cultivos estadounidenses, sobre todo en cultivos de gran demanda, como la soja y el maíz, que han registrado récords en los últimos 60 años.⁸

El gas natural también se utiliza para secar estos cultivos. Además, los plásticos con base en hidrocarburos pueden ser fabricados para sacos de heno y forraje, cubiertas de invernadero, materiales para encintar, cinta plástica para evitar el crecimiento de maleza y recipientes para viveros. **Estos productos derivados del gas natural ayudan a maximizar la eficiencia económica en el sector agrícola.**



Industria automotriz

Los plásticos son esenciales para los avances en la industria automotriz. Los fabricantes de vehículos automotores han cumplido con los requisitos ahora más estrictos de eficiencia de consumo de combustible. Una de las medidas para conseguirlo fue el reemplazo de piezas metálicas, que son más pesadas, por otras de plástico, más ligeras.

Los plásticos componen el 50 % de los autos actuales por volumen, pero solo un 10 % por peso⁹: un cambio de diseño que ha mejorado de forma drástica el ahorro de combustible.

Los plásticos también juegan un papel clave en la mayoría de los accesorios de seguridad de los autos, como los cinturones de seguridad, las bolsas de aire (*air bags*), la amortiguación interior y las zonas deformables de la carrocería. Se prevé que los fabricantes de autos dependerán cada vez más de materiales compuestos de alta resistencia, que combinan plásticos con fibra de vidrio, fibra de carbono y otros materiales para crear piezas que en general son más sólidas y livianas que los metales, y además resisten la corrosión.

Construcción de viviendas

Las empresas constructoras utilizan muchos materiales derivados del gas natural para construir casas asequibles y seguras, entre ellos materiales aislantes y de revestimiento de espuma plástica, revestimientos vinílicos, marcos impermeables para las ventanas, selladores y pinturas de alto rendimiento, materiales de asfalto para techos, tubos de cloruro de polivinilo (más conocido como PVC, por su nombre en inglés) y maderas con tratamientos químicos.

En nuestros hogares, el aislamiento de espuma plástica ayuda a que los refrigeradores, congeladores, lavavajillas y sistemas de climatización funcionen de manera silenciosa y eficiente. Los muebles y colchones ignífugos están hechos de fibras sintéticas que se derivan del gas natural.



Productos de consumo

La lista de productos que los estadounidenses utilizan a diario y que se derivan del petróleo y del gas natural es casi infinita. Algunos ejemplos pueden ser ropa, botellas de agua, envases de alimentos, equipos deportivos, computadoras, teléfonos celulares, muebles, alfombras y otros accesorios para el hogar. El gas natural y los productos químicos que se derivan de líquidos del gas natural forman parte de una amplia variedad de productos médicos, de cuidado personal y de belleza (desde antisépticos hasta desodorantes, vitaminas, esmalte para uñas, champú y crema de afeitarse).

Es difícil imaginar cómo sería la vida sin los cientos de artículos seguros, resistentes, cómodos y convenientes de los que dependemos a diario, los cuales son derivados del petróleo y del gas natural.



Energía renovable

Incluso el sector de las energías renovables depende de la industria del petróleo y el gas natural.

La mayoría de los fabricantes actuales de turbinas eólicas utilizan compuestos livianos de plástico derivados de hidrocarburos para crear aspas fuertes y aerodinámicas para sus turbinas.

Algunos investigadores indican que las celdas solares de plástico podrían ser más comunes en un futuro debido a su flexibilidad, ligereza y capacidad de formar compuestos extremadamente finos que tienen el potencial de imprimirse y colocarse en muros, ventanas y muchas otras superficies planas y curvas.



EL SUMINISTRO FUTURO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL NACIONAL

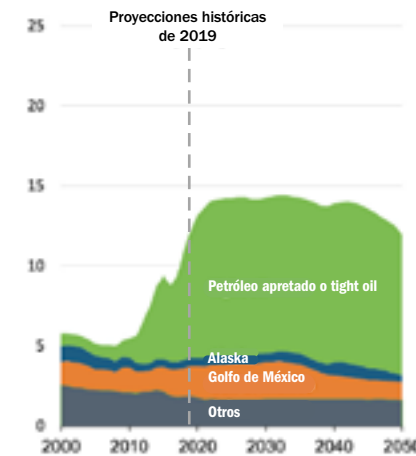
La capacidad de Estados Unidos de producir petróleo y gas natural ha aumentado de forma drástica en los últimos 20 años gracias a las continuas innovaciones tecnológicas. La Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés) del Departamento de Energía de Estados Unidos prevé que la producción de estos recursos de energía fósil continuará siendo abundante y respaldará tanto el aumento del consumo a nivel nacional como el aumento en las exportaciones durante décadas (consulte la Figura 5).

La producción estadounidense de petróleo crudo continuará estando dominada por la producción de **extensiones productivas de petróleo de areniscas compactas** (zonas en las que el petróleo crudo está contenido en formaciones petrolíferas de baja **permeabilidad**, en general de pizarra o *shale*) como las de la **Cuenca Pérmica** de Texas y New Mexico y la Cuenca Williston de North Dakota.

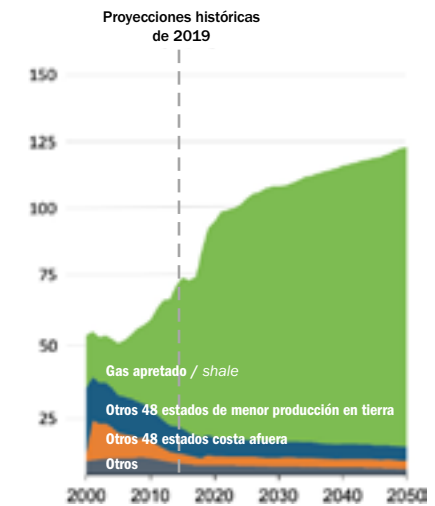
La producción de gas natural continuará estando dominada por la producción de extensiones productivas de **gas shale**, como **Marcellus Shale** en la **Cuenca de los Apalaches** y el **gas asociado** de extensiones productivas de petróleo de areniscas compactas.

Figura 5 Fuentes estadounidenses de producción de petróleo crudo y gas natural de ahora a 2050¹⁰

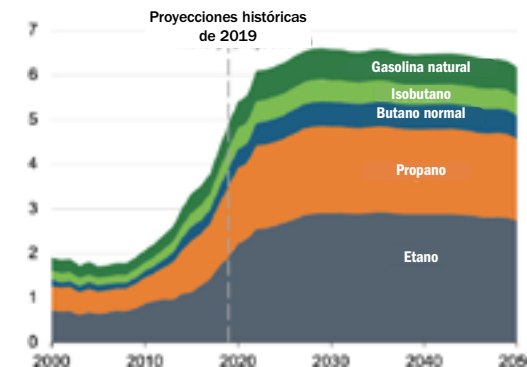
Producción de petróleo crudo por tipo (en millones de barriles por día)



Producción de gas natural seco por tipo (en miles de millones de pies cúbicos por día)



Producción estadounidense de líquidos de planta de gas natural por tipo (en millones de barriles por día)



La continuidad de la producción nacional abundante de petróleo y gas natural permitirá respaldar el aumento de la demanda nacional y de las exportaciones durante décadas.

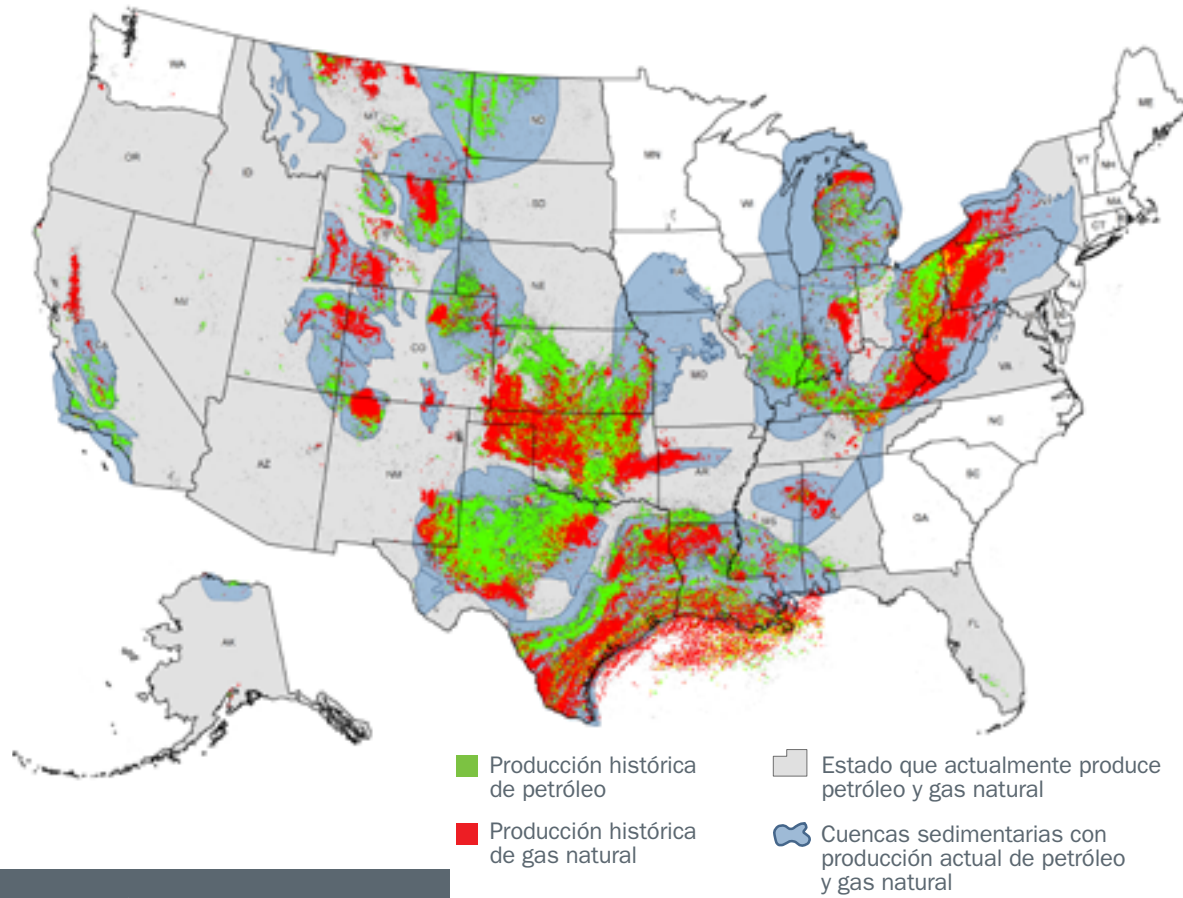
Además de los yacimientos **no convencionales** de petróleo apretado o *tight oil* y de gas *shale* que se proyecta proporcionarán la mayor parte de la producción futura, los yacimientos de petróleo y gas natural maduros **convencionales** también

continuarán aportando al suministro energético de la nación. Existe una producción considerable de petróleo y gas natural en 20 de los 50 estados y se producen cantidades más pequeñas en otros 14 (consulte la Figura 6).

Figura
6

Figura 6: Campos estadounidenses de petróleo crudo y gas natural¹¹

La energía de los 34 estados que producen petróleo y gas natural beneficia a todos los estadounidenses.



Equipo de perforación al frente de las montañas Rocosas, al oeste de Dupuyer, Montana.




El petróleo y el gas natural sustentan nuestro estilo de vida moderno y continuarán haciéndolo en el futuro.

Más allá del abastecimiento nacional, se proyecta que la producción sustentable de los yacimientos de petróleo y gas natural permitirá respaldar el aumento en los niveles de exportación de gas natural como gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés), así como el aumento en la exportación de productos derivados del petróleo crudo y refinado.

El petróleo y el gas natural sustentan nuestro estilo de vida moderno y continuarán haciéndolo en el futuro. Incluso los esfuerzos por dejar de depender de los combustibles fósiles requieren que utilicemos

hidrocarburos, que derivan del petróleo y del gas natural, para crear y mantener los productos y las tecnologías que hacen que estas fuentes de energía alternativas resulten confiables y posibles desde el punto de vista económico.

Algunas innovaciones tecnológicas clave ayudaron a lograr aumentos notables en la producción estadounidense de petróleo y gas natural en las últimas dos décadas. Dichas innovaciones continuarán abasteciendo a los estadounidenses de fuentes de energía abundantes, confiables y seguras.

INNOVACIONES EN LA EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Hoy en día, Estados Unidos es independiente a nivel energético sobre la **base de energía neta**, es decir que exportamos más energía de la que importamos. La trayectoria de la industria nacional del petróleo y gas natural nos ha llevado del miedo a la escasez a las expectativas de abundancia.

A pesar de una historia que incluye largas filas detrás de los surtidores de gasolina y restricciones al gas natural en escuelas y fábricas durante los años 70 y advertencias de “picos” inminentes en la capacidad de producción nacional de petróleo y gas natural en los 90, Estados Unidos hoy exporta gas natural y líquidos del gas natural, y cada vez importa menos cantidad de petróleo crudo.

La producción doméstica de petróleo y gas natural se ha expandido y la dependencia estadounidense de fuentes de energía extranjeras ha disminuido. Estos cambios han mejorado en forma exponencial la seguridad energética del país. Esta mayor capacidad para abastecer de energía a nuestros aliados en otras partes del mundo mejora la flexibilidad de Estados Unidos a la hora de lidiar con dificultades diplomáticas a nivel mundial, lo cual fortalece aún más la seguridad.

Si bien hay circunstancias inesperadas que pueden provocar desvíos a corto plazo, hay una tendencia marcada hacia la autosuficiencia energética. Esta transformación ha brindado beneficios considerables a la economía y a los consumidores nacionales.

Cuatro décadas de inversiones en materia de investigación y desarrollo tecnológico han modificado de forma drástica la capacidad técnica de la industria nacional del petróleo y gas natural, permitiéndole generar un abastecimiento abundante y asequible de esas fuentes de energía. Las inversiones en investigación de los años 80 y los 90 fueron realizadas por la industria y La Oficina de Petróleo y Gas Natural del Departamento de Energía en respuesta a las crisis de los años 70 hacia el abastecimiento de petróleo y gas natural. Esto permitió el avance de conocimiento científico necesario para revelar nuevas fuentes de petróleo y gas natural, en particular aquellas que se encontraron en yacimientos “no convencionales”, como los **shales altamente orgánicos**.¹²

La aplicación de esta ciencia y conocimiento durante las dos décadas siguientes condujo a esta revolución de *shale*. El aumento rápido de la producción de petróleo y gas *shale* y otras formaciones compactas modificó por completo el panorama energético.

Estados Unidos pasó de importar más del 50 % de su petróleo a ser exportador, y de importar gas natural a ser un proveedor mundial.¹³

Otras investigaciones y desarrollos tecnológicos en paralelo también generaron la capacidad de producir petróleo y gas natural de yacimientos en alta mar, en **aguas ultraprofundas**, para mejorar la **recuperación mejorada de petróleo con dióxido de carbono (CO₂-EOR, por sus siglas en inglés)** en nuevos entornos geológicos y para reducir considerablemente el impacto ambiental de la explotación de hidrocarburos.

Entre varios avances tecnológicos, se brinda más información con respecto a los siguientes cinco ejemplos:

1. Los avances científicos y los nuevos métodos de extracción promueven la explotación de recursos no convencionales.
2. Las **plataformas flotantes** y las terminaciones submarinas superan la barrera de aguas profundas en alta mar.
3. Nuevos entornos geológicos y fuentes de dióxido de carbono respaldan el uso CO₂-EOR y del almacenamiento de dióxido de carbono.
4. La inteligencia artificial y el aprendizaje automático de los equipos han reducido los costos de extracción y transporte de petróleo y gas natural.
5. Las nuevas tecnologías mitigan el impacto ambiental y mejoran la seguridad de la producción de petróleo y gas natural.

Impulsada por las fuerzas del mercado y las expectativas públicas, la industria tiene dos desafíos: suministrar más energía de manera segura y a la vez hacer la transición a fuentes de energía con menores emisiones de carbono aptas para el medioambiente.



Hoy en día, Estados Unidos es independiente a nivel energético sobre la base de energía neta: exportamos más energía de la que importamos.

A continuación incluimos resúmenes de cada uno de los cinco avances tecnológicos claves que se describieron anteriormente, incluyendo las vías asociadas futuras y los avances tecnológicos necesarios para ayudar a la industria del petróleo y gas natural durante esta transición.

2.1

LOS AVANCES CIENTÍFICOS Y LOS NUEVOS MÉTODOS DE EXTRACCIÓN PROMUEVEN LA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NO CONVENCIONALES

Las tecnologías que acompañan la expansión de las reservas de gas natural de *shale* se aplicaron primero a formaciones de esquisto o *shale* que contenían gas natural, por lo que este último se llamó *gas shale*. Con investigaciones y evaluaciones geológicas adicionales, estas tecnologías se adaptaron y aplicaron a las formaciones de *shale* más complicadas que contienen petróleo crudo. Se aplicaron tecnologías de **perforación horizontal** y de estimulación hidráulica fundamentales para la explotación de *shale* con la intención de ampliar el abastecimiento desde yacimientos convencionales de petróleo y gas natural, para lo cual se proporcionaron opciones de explotación de petróleo y gas natural más rentables para pequeños productores independientes.

Gas shale. Los primeros esfuerzos para definir y someter a pruebas *shales* ricos en materia orgánica como nueva fuente de gas natural nacional comenzaron en la década de 1980, primero en *shales* poco profundos del periodo Devónico de la Cuenca de los Apalaches (llamada Ohio Shale) y posteriormente en **Antrim Shale**, de profundidad aún menor, de la Cuenca de Michigan¹⁴. Si bien hay estudios geológicos que han identificado una serie de formaciones nacionales de *shale* altamente orgánico mucho más profundos (de entre 5,000 y 10,000 pies de profundidad, llamadas **rocas “madre”**). Basado en intentos anteriores de producción de gas natural de **vetas de carbón profundo (recursos de metano en**

capas de carbón o CBM, por sus siglas en inglés), se creía que la **permeabilidad** (o **capacidad de flujo**) de *shales* profundos era demasiado baja para obtener producción de gas natural con rentabilidad económica.

Gracias a décadas de inversión en ciencia, evaluaciones geológicas y tecnologías avanzadas de estimulación y terminación de pozos, la “barrera tecnológica” fue alcanzada y demostrada en la producción de *gas shale* de Barnett Shale, en Texas, dando inicio a la revolución del *shale*. El método consiste en el nuevo uso de la broca de perforación en posición horizontal y en las nuevas tecnologías para estimular vigorosamente el contorno horizontal del pozo para así romper *shale* (consulte el estudio de caso n.º 1: Cómo se derribó la “barrera tecnológica” del gas shale: Barnett Shale, página 34).

La búsqueda continua de innovaciones tecnológicas, inversiones estables en investigación tanto del Departamento de Energía como de la industria han permitido que la producción de *gas shale* aumente y resulte económicamente viable en un conjunto de yacimientos mucho mayores localizados en cuencas



Con la aplicación del conocimiento y la tecnología obtenidos a partir de la investigación y el desarrollo aplicados a las formaciones de *shale*, el *gas shale* se ha transformado en una de las fuentes principales de la producción nacional de gas natural de Estados Unidos.

geológicas y formaciones de *shale*, incluyendo Marcellus (Pennsylvania), **Fayetteville** (Arkansas), **Haynesville** (Texas, Louisiana) y **Utica** (Ohio), entre otras.

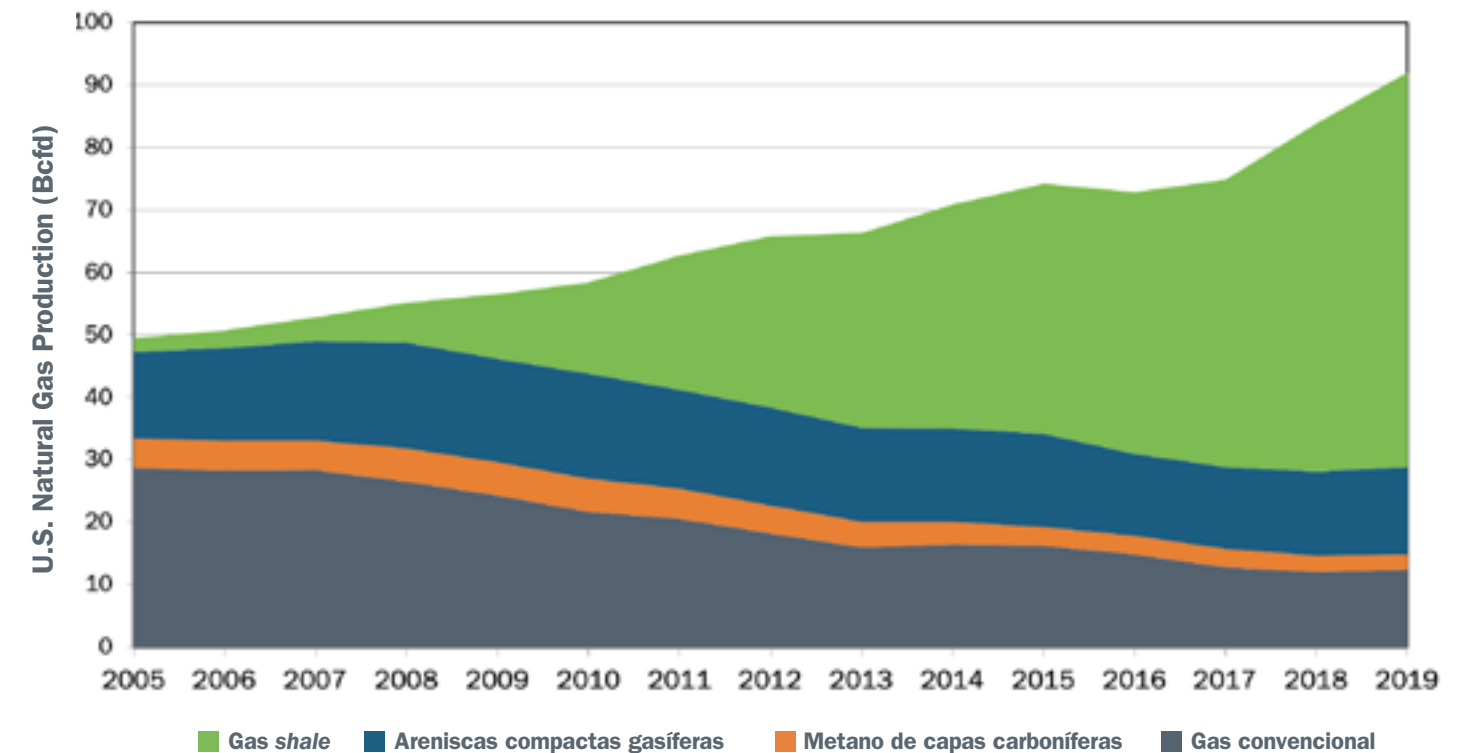
Debido al conocimiento y tecnologías obtenidas durante la investigación y el desarrollo (R&D, por sus siglas en inglés) de formaciones de *shale*, el *gas shale* se ha transformado en una de las fuentes principales de la producción nacional de gas natural de Estados Unidos, con un volumen

de 63,000 millones de pies cúbicos por día en 2019¹⁵. Al agregar gas natural producido a partir de formaciones similares de baja permeabilidad, como las **arenas compactas** (TGS, por sus siglas en inglés) y los recursos de metano en capas de carbón (CBM, por sus siglas en inglés), estas fuentes no convencionales de gas natural proporcionan 80,000 millones de pies cúbicos por día de gas natural (consulte la Figura 7), lo cual representa el 87 % de la producción nacional de gas natural¹⁶.

Figura 7

Gas shale y otros tipos de producción de gas (seco) “no convencionales”, de 2005 a 2019¹⁷

El *gas shale* se ha transformado en una de las fuentes principales de producción de gas natural en Estados Unidos.



Shale es una roca sedimentaria común, de grano y capas finas, y como fuente de petróleo y gas natural, se le debe fracturar de forma hidráulica para permitir el flujo.



Un pozo de investigación cavado en la Cuenca de los Apalaches, en conjunto con el Departamento de Energía, caracteriza el potencial de formaciones de gas natural en profundidades de hasta 15,000 pies.

Una de las prioridades de la transición energética es aumentar la producción nacional de gas natural. Es importante tener reservas sólidas y en crecimiento de gas natural para: (1) reemplazar fuentes de mayor contenido de carbono de la producción de energía eléctrica; (2) proporcionar una fuente energética segura que respalde fuentes intermitentes de energía renovables; (3) servir de materia prima junto al uso de la **captura, uso y almacenamiento de dióxido de carbono (CCUS)**, por sus siglas en inglés) para el hidrógeno de bajo carbono (“azul”)¹⁸; (4) proporcionar materia prima para elaborar fertilizantes, productos químicos y plásticos; y (5) acompañar el crecimiento de la industria nacional de gas natural licuado cuyo uso puede reducir las emisiones de carbono a nivel mundial.

Estados Unidos tiene la suerte de seguir contando con una enorme base de recursos de gas natural. Sin embargo, debido a que algunas de las partes de mayor calidad y menor costo de esta base de recursos ya se han producido (consulte el estudio de caso de Barnett Shale), las mejoras y los avances continuos en materia de tecnologías de extracción son claves para expandir la producción futura.

Petróleo shale. La perforación desfasada en las formaciones de shale, en particular en las áreas en las que el contenido orgánico de shale estaba menos maduro (es decir, no se había “cocinado” lo suficiente como para transformarse en metano), mostró que los

shales también tienen grandes volúmenes de petróleo y **condensado**. Sin embargo, este enorme recurso seguía siendo inexplorable porque la idea aceptada era que las vías de flujo (**gargantas de poro**) de shale, si bien eran adecuadas para el flujo de las moléculas de gas, que tienen un tamaño de 0.4 nanómetros (nm), eran demasiado pequeñas para permitir el flujo de las moléculas de petróleo, que son mucho más grandes (de 1 a 10 nm), a través de la matriz de shale¹⁹.

Afortunadamente, varios estudios científicos sobre experimentos de canales de flujo en rocas shale permitieron conocer más sobre la movilidad de petróleo de este origen, los cuales ayudaron a los geocientíficos e ingenieros a determinar los parámetros necesarios para extraer petróleo de estas rocas compactas (de baja permeabilidad). La implementación de pozos con tramos **laterales horizontales** más largos y con estimulaciones aún más intensivas de **fracturación hidráulica por etapa** permitió que los pozos de petróleo shale fueran viables desde el punto de vista económico en muchos lugares, como en **Bakken Shale** en Montana y North Dakota, **Eagleford Shale** al sur de Texas, **Cana-Woodford Shale** en la Cuenca de Anadarko de Oklahoma y el enorme **Wolfcamp Shale** en la **Cuenca Pérmica** del oeste de Texas y New Mexico en los Estados Unidos (consulte el estudio de caso n.º 2: El uso de la ciencia y la adaptación de la tecnología del gas shale para iniciar la “revolución del petróleo shale” de la década pasada, página 36).

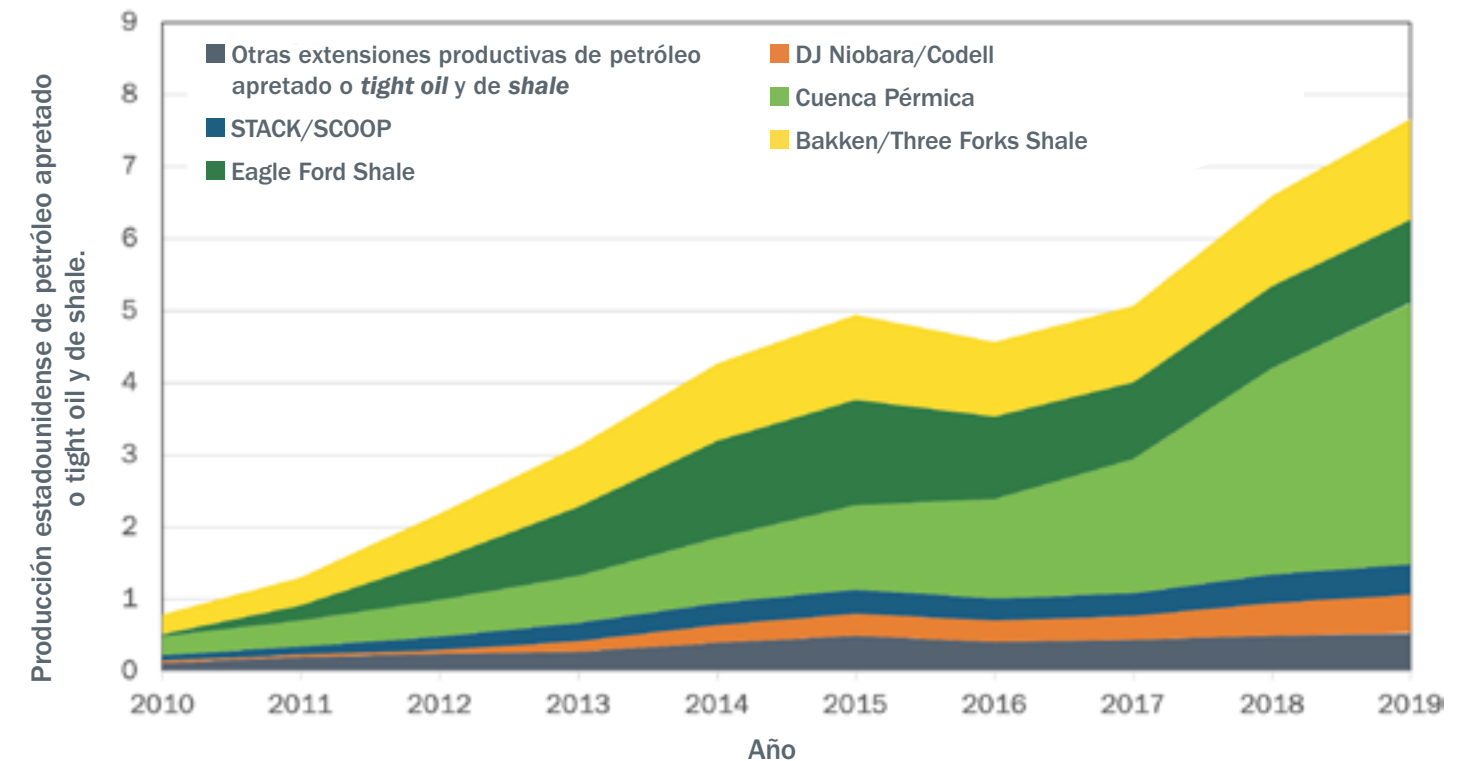
La producción de petróleo shale en Estados Unidos ha aumentado a siete millones de barriles por día en 2019, lo cual era inexistente en 2005. Al agregar la producción de formaciones similares de baja permeabilidad, por ejemplo, las areniscas compactas de petróleo como las que se encuentran en la

Formación Spraberry del oeste de Texas, aumenta el aporte de “petróleo apretado o *tight oil*” a casi ocho millones de barriles de petróleo por día, una parte considerable del total de la producción doméstica de petróleo (consulte la Figura 8).

Figura 8

Producción estadounidense de petróleo apretado o *tight oil* y de shale de 2010 a 2019²⁰

La producción de petróleo de formaciones compactas (de baja permeabilidad) en tres grandes extensiones productivas representa la mayoría del total de la producción estadounidense de petróleo apretado o *tight oil* y de shale.



Luego de implementar la perforación de pozos horizontales y el desarrollo de la estimulación hidráulica para obtener gas shale, el petróleo shale ha sido producido en grandes volúmenes de **gas asociado**, particularmente en los campos del oeste de Texas y North Dakota, en los cuales la producción total de gas shale ha aumentado a pasar de la reducción en algunos de los campos antiguos, perforados anteriormente en la zona.

Tal como ocurre con el gas shale, los “núcleos” de mayor calidad de las cuencas de petróleo shale se están consumiendo con rapidez, con nuevas operaciones de perforación que apuntan a entornos

geológicos de mayor dificultad. Sin embargo, una gran cantidad de este recurso que es el petróleo shale aún queda sin extraer en cuencas de shale existentes porque los métodos actuales de producción primaria (**agotamiento de presión**) extraen solo entre un 5 y un 10 % del petróleo²¹. Las inversiones en investigación y desarrollo en métodos y tecnologías de extracción avanzadas de petróleo shale, como la inyección de dióxido de carbono y otros gases, harán posible extraer una mayor proporción de este recurso. Esto aumentará el abastecimiento doméstico de petróleo y ayudará a mantener las ganancias de estos productores de petróleo durante la transición energética.

2.2

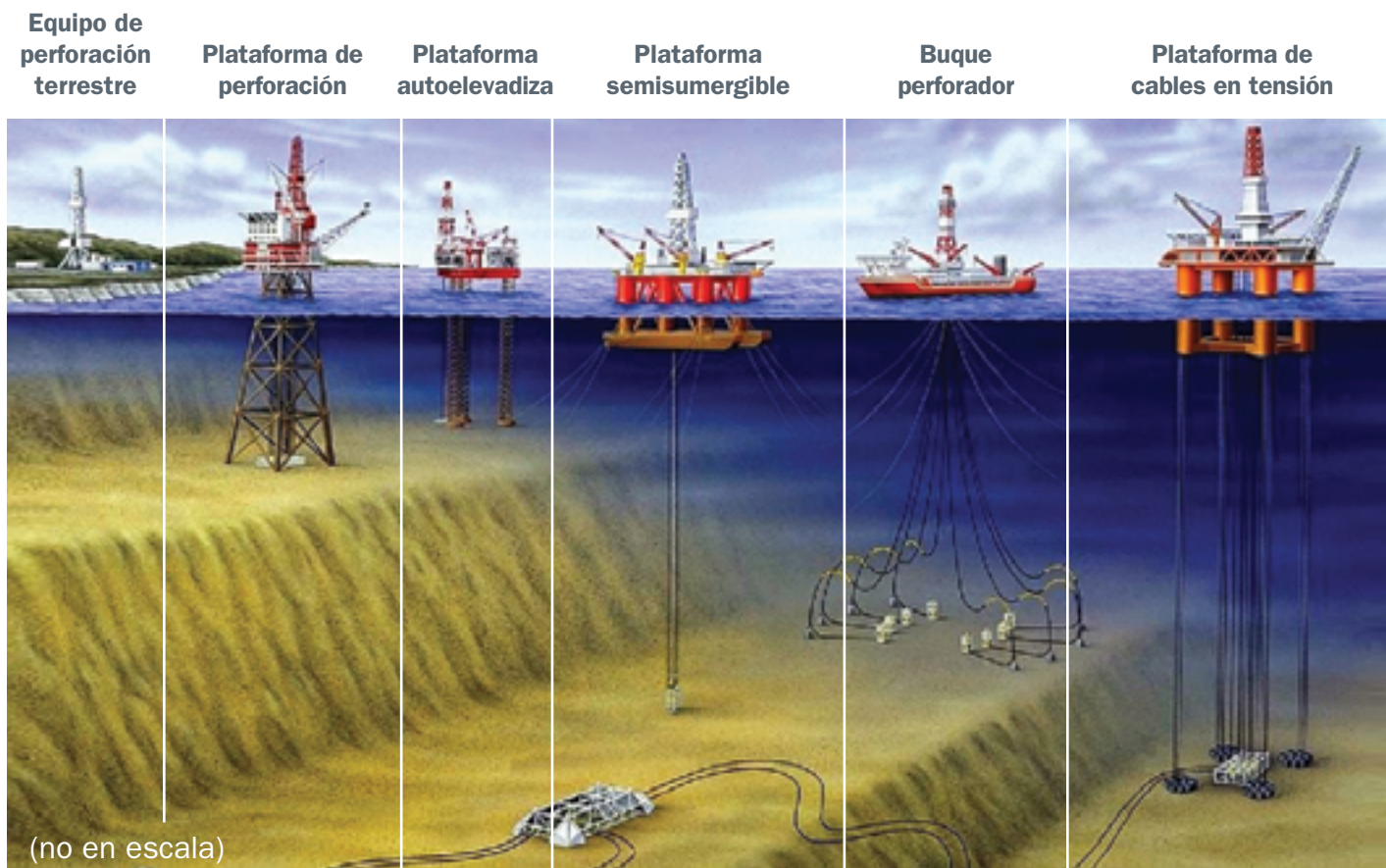
LAS PLATAFORMAS FLOTANTES Y LAS TERMINACIONES SUBMARINAS SUPERAN LA BARRERA DE AGUAS PROFUNDAS EN ALTA MAR

Según estudios de recursos de las décadas de 1970 y 1980, las partes de **aguas profundas** (más de 1,000 pies de profundidad) del Golfo de México tenían el potencial geológico de tener mucho petróleo y gas natural. Esto le dio un nuevo ímpetu a la industria para explorar y explotar estos recursos. Sin embargo, los métodos y las tecnologías existentes de ese momento utilizaban **plataformas fijadas al lecho marino** que

no eran viables para producir campos petrolíferos y gasíferos en profundidades de 2,000 a 10,000 pies. Como respuesta, la industria comenzó a intentar utilizar **plataformas flotantes**, como las plataformas de **cables en tensión** y las **semisumergibles**, para superar este tipo de limitaciones en alta mar (consulte la Figura 9). La combinación de nuevos diseños de plataformas equipadas con tecnología de **pozos submarinos** ha permitido desarrollar campos petrolíferos y gasíferos en profundidades cada vez mayores y ha logrado que otros yacimientos de petróleo más pequeños resulten económicamente viables durante las últimas dos décadas (consulte el estudio de caso n.º 3: La plataforma de cables en tensión Auger ayuda a conquistar las aguas profundas del Golfo de México, página 39).

Figura 9

Representación artística de la evolución de las plataformas y los equipos de perforación en alta mar hacia aguas cada vez más profundas²²



A partir de estos avances, el futuro de la exploración y la producción en alta mar durante la transición energética está en los **campos marítimos**, particularmente en **aguas ultraprofundas** en alta mar. En estos campos las operaciones se controlan de forma remota, toda la energía se envía a través de un cable submarino y los líquidos y gases producidos se procesan en el lecho marino. El CO₂-EOR será el próximo paso clave en campos petrolíferos en alta mar²³.

Si bien el CO₂-EOR se utiliza comúnmente para campos petrolíferos en tierra, aplicar esta tecnología en alta mar continúa presentando grandes dificultades, sobre todo en los campos de aguas más profundas. Aunque se cree que los yacimientos en alta mar ofrecen grandes oportunidades para el almacenamiento de CO₂ y de extracción de petróleo, solo se han realizado proyectos en el mar en Brasil y en el mar del Norte (consulte la Figura 10). Por lo tanto, llevar a cabo el CO₂-EOR en los campos petrolíferos en alta mar del Golfo de México constituye una prioridad considerable de investigación y desarrollo.

Figura 10

Proyecto Aker de inyección de CO₂ en el lecho marino

Representación artística de un campo submarino que busca reemplazar las instalaciones de producción flotantes o fijas. Los pozos individuales están conectados a unidades centralizadas de procesamiento de petróleo. El CO₂ inyectado se separa del petróleo producido y todo es reinyectado en el lecho marino.



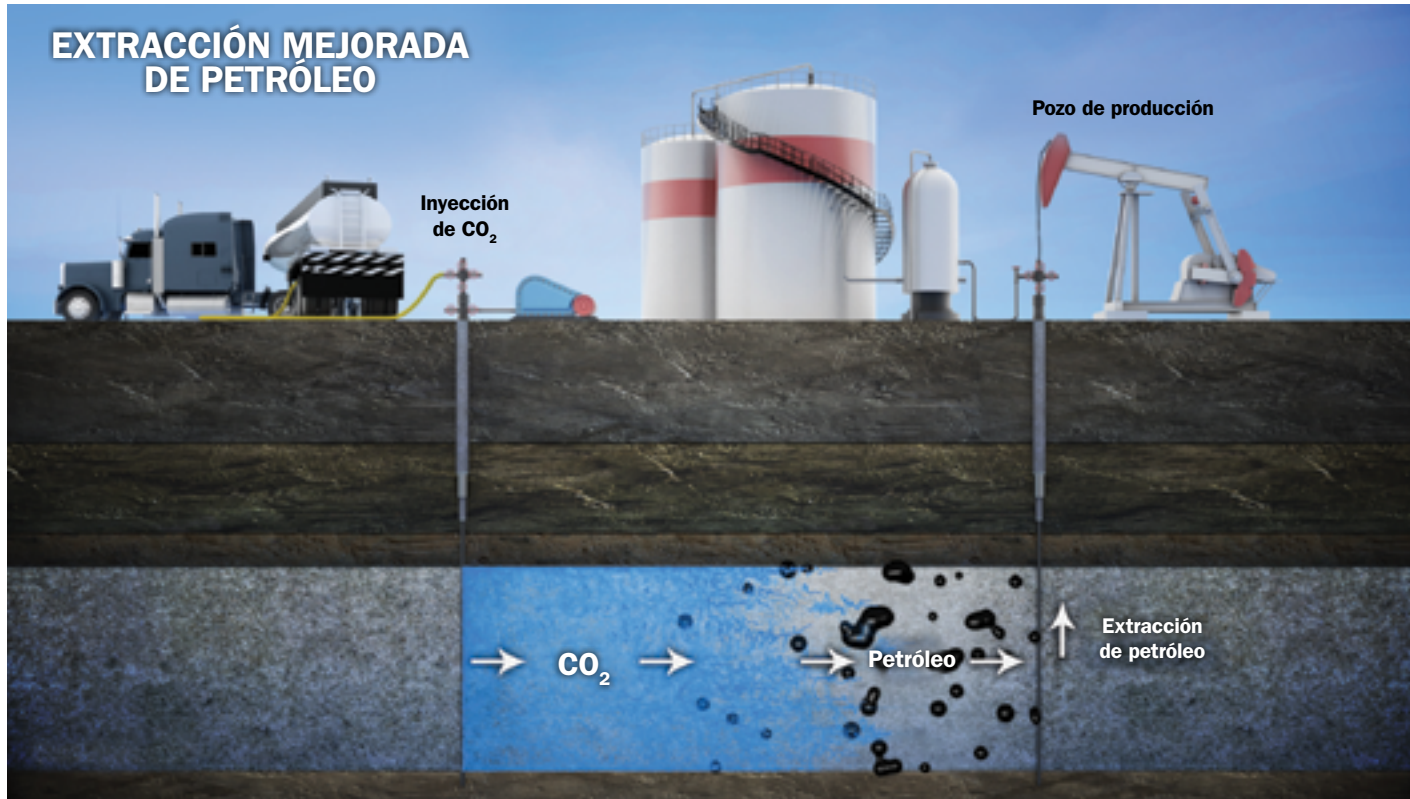
2.3

NUEVOS ENTORNOS GEOLÓGICOS Y FUENTES DE DIÓXIDO DE CARBONO RESPALDAN EL USO EXTENDIDO DEL CO₂-EOR Y DEL ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO

El CO₂-EOR implica inyectar dióxido de carbono a alta presión en una formación de petróleo ya producida, lo

cual crea una mezcla líquida miscible entre el dióxido de carbono y el petróleo residual que haya quedado en el yacimiento luego de utilizar los métodos de extracción convencionales. La inyección continua de dióxido de carbono a alta presión (que se alterna con agua para ayudar a equiparar el avance del frente del líquido inyectado) lleva esta mezcla líquida a un pozo productor, el cual extrae esta mezcla a la superficie. El petróleo producido se separa del dióxido de carbono y ese dióxido de carbono se reinyecta en la formación de petróleo para continuar el proceso y finalmente quedar almacenado (consulte la Figura 11).

Representación artística del dióxido de carbono inyectado que disuelve el petróleo en los poros de rocas en el yacimiento e impulsa las gotas de petróleo conglomeradas hacia un pozo productor.



El CO₂-EOR se aplicó por primera vez en los yacimientos de **carbonato** (piedra dolomítica y caliza) de la Cuenca Pérmica, en el oeste de Texas. Desde un modesto inicio que implicaba inyectar dióxido de carbono a alta presión en la **unidad Scurry Area Canyon Reef Operators Committee del campo petrolero Kelly Snyder (SACROC, por sus siglas en inglés)**, la utilización del CO₂-EOR aumentó a medida que se iniciaron nuevos proyectos grandes de recuperación secundaria de hidrocarburos durante las décadas de 1980 y 1990 en importantes campos petrolíferos del oeste de Texas, como Wasson, Slaughter y Levelland, que producían a partir de las mismas formaciones de carbonato. Sin embargo, la técnica del CO₂-EOR permaneció confinada más que nada a la Cuenca Pérmica debido a que la idea predominante era que esta tecnología no sería viable en otros entornos geológicos y debido a la limitada reserva de dióxido de carbono.

Estudios científicos y el modelado composicional (o simulación) de yacimientos realizados en laboratorios gubernamentales, universitarios y de la industria demostraron que el proceso por CO₂-EOR podría resultar eficaz en muchos otros entornos geológicos, como los yacimientos areniscos en la costa del Golfo de México, en el Continente Medio y en las Montañas Rocosas de Estados Unidos.

Mediante programas piloto de investigación, desarrollados en conjunto por la industria y el Departamento de Energía, se realizaron procesos de inyección de espuma para el control de la movilidad de crudo en el campo petrolífero Rangley de Colorado. Otros proyectos piloto realizaron pruebas de dióxido de carbono para comprobar su gravedad estable de inyección en el pozo de Weeks Island de Louisiana. Estas pruebas ayudaron a mejorar el rendimiento de este proceso como también se pudo comprobar el uso de la tecnología CO₂-EOR en otros entornos geológicos.

Existen oportunidades para expandir el uso de la tecnología CO₂-EOR en otros lugares. Los estudios geológicos y de modelado de campos petrolíferos identificaron un grupo mucho más grande de entornos petrolíferos que se beneficiarían de este proceso y llevarían a constituir a la vez un medio de almacenamiento para el dióxido de carbono antropogénico obtenido, incluyendo las **zonas de petróleo residual (ROZ)**, por sus siglas en inglés²⁵, los yacimientos fracturados de petróleo *shale* y los yacimientos petrolíferos en alta mar. Debido a que muchos de estos campos petrolíferos maduros están en manos de pequeños productores independientes, identificar nuevos entornos geológicos para el CO₂-EOR brinda otra opción de negocio para este importante segmento que es la industria petrolera privada en Estados Unidos. Sin embargo, el aumento en la aplicación de CO₂-EOR en estos nuevos entornos de yacimientos petrolíferos se encuentra restringido debido a la falta de reservas asequibles y abundantes de dióxido de carbono.

La disponibilidad de grandes cantidades de dióxido de carbono se hará posible en proyectos que utilicen los incentivos de los **créditos fiscales de la Sección 45Q** para capturar y almacenar el dióxido de carbono de fuentes industriales para el uso de EOR u otras aplicaciones.

Con estas nuevas y abundantes reservas de dióxido de carbono y el avance continuo de la tecnología de CO₂-EOR se podrá mejorar la extracción de petróleo. Este proceso es clave para la industria del petróleo y gas natural durante la transición energética. El petróleo recuperado durante la inyección de dióxido de carbono implica que más dióxido de carbono sea almacenado del que se libera como combustión de barril de petróleo producido, esto reduce la cantidad de carbono neto emitido por la industria petrolera doméstica mientras se incrementa la importación de energía.



La extracción mejorada de petróleo tiene el potencial de reducir la intensidad de carbono en la industria petrolera, ya que permite almacenar más dióxido de carbono de forma subterránea que el que se emite con la combustión del petróleo producido.

2.4

LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL Y EL APRENDIZAJE AUTOMÁTICO HACEN POSIBLE UNA EXTRACCIÓN Y UN TRASLADO MÁS RENTABLE DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

La inteligencia artificial y la automatización se utilizan cada vez más como tecnologías para producir y transportar petróleo y gas natural, y así proporcionan una vía tecnológica valiosa durante la transición energética. Las empresas hacen uso de la inteligencia artificial para mejorar sus sistemas de producción, automatizar procesos, dinamizar explotaciones comerciales manuales y conectar a ingenieros con sistemas de control en tiempo real, lo cual hace que todos los aspectos de la producción de petróleo y gas natural resulten más eficientes.



La inteligencia artificial contribuye a optimizar la eficacia de todos los aspectos de la producción de petróleo y gas natural.

Algunos ejemplos de la inteligencia artificial (IA) en funcionamiento:

- IA incorporada en sensores y robótica para ejecutar tareas repetitivas, como las inspecciones y el mantenimiento del sistema de producción y tuberías.
- Construir códigos IA en un **gemelo digital electrónico**²⁶ (como el que se instala en la plataforma del campo petrolífero Mad Dog Phase 2 de BP) a fin de representar una plataforma en alta mar y una operación submarina virtual, lo cual mejora la toma de decisiones, reduce los viajes del personal a las operaciones en alta mar y permite intervenir con rapidez antes de que surjan problemas de seguridad.
- IA incorporada en sensores y sistemas de retroalimentación en tiempo real, como los que ya se han desarrollado para la dirección de las barrenas de perforación, a las operaciones de EOR a fin de gestionar y mejorar el flujo de dióxido de carbono mediante yacimientos tanto convencionales como de *shale*.
- La rigurosa recopilación de datos sobre el rendimiento de pozos, los cuales son vinculados a modelos geológicos específicos, pueden permitir que la IA determine las mejores prácticas para terminaciones de pozos.

2.5

LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS MITIGAN EL IMPACTO AMBIENTAL Y MEJORAN LA SEGURIDAD DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

La industria petrolera tiene el compromiso de reducir el impacto ambiental de la producción de petróleo y gas natural, y a la vez mejorar la eficacia y la seguridad de las operaciones²⁷ mediante adelantos tecnológicos y un compromiso con la salud, la seguridad y el respeto por el medio ambiente.

Por ejemplo, la combinación de estimulación hidráulica y perforación horizontal aplicadas a plataformas de perforación de varios pozos no solo mejoran la producción, sino que también reducen el impacto ambiental por pozo en comparación con el método de varios pozos verticales individuales. La **perforación multilateral** va un paso más allá, ya que se perforan varios pozos horizontales a partir del mismo pozo. Gracias a estos adelantos, el tamaño de la huella del sector, en términos de uso del terreno por unidad de energía extraída, se ha reducido drásticamente.

El Departamento de Energía, los estados y el sector petrolero también buscan desarrollar tecnologías y cambios normativos que reduzcan el uso de agua dulce en la industria mediante la reutilización de **agua producida**, el tratamiento y la reutilización de agua producida en otras industrias y el uso de salmueras de acuíferos salinos en lugar de agua dulce. Las empresas estadounidenses de petróleo y gas natural están en busca de métodos que permitan una mejor gestión del agua que producen y que al mismo tiempo reduzcan la utilización de agua dulce en sus actividades²⁸.

Por ejemplo, en 2018:

- Range Resources reutilizó el 100 % del agua que retorna de los pozos que fracturan (**agua de reflujó**²⁹).
- Southwestern Energy recicló el 99.9 % de su **agua producida** en la región noreste de los Apalaches, y el 45 % en la región suroeste de los Apalaches³⁰.
- También continúa con la iniciativa de hace tres años llamada “Fresh Water Neutral”, con el objetivo de compensar o reponer cada galón de agua dulce que utilice.
- En las operaciones de Chevron en la cuenca Pérmica, más del 99 % del agua que utilizó la empresa en la terminación de pozos en 2018 provino de fuentes de agua producida no potable y reciclada³¹.

Como otro ejemplo, actualmente se encuentra en etapa de prueba una tecnología que cubre la superficie del material apuntalante (**proppant**, por su nombre en inglés) y **cambia su permeabilidad**. Una vez bombeado en un pozo estimulado, el apuntalante altera preferentemente el flujo de hidrocarburos sobre el agua, lo cual reduce la cantidad de salmuera que se produce por barril de petróleo. Un estudio mostró que, tras siete meses, en los pozos se redujo en un 15 % el agua producida en relación con el petróleo (**corte de agua**) y aumentó un 17 % la producción de petróleo, lo cual permitió disminuir los riesgos ambientales de manipular y desechar la salmuera producida³².



Las nuevas tecnologías ayudan a reducir el impacto ambiental de la producción de petróleo y gas natural al mismo tiempo que mejoran la seguridad operativa.



La llave doble automática automatiza las tareas repetitivas y riesgosas de conectar las columnas de perforación a los equipos de perforación petroleros.

Numerosas empresas están enfocadas en mejorar la eficacia energética en sus operaciones, lo cual implica una reducción tanto de las emisiones como de los costos energéticos³³. Algunas medidas destacadas son la conversión de equipos de perforación diésel a eléctricos y la instalación de **bombas eléctricas sumergibles** (ESP, por sus siglas en inglés) de alta eficiencia, controles de corte de agua, **variadores de velocidad** (VSD, por sus siglas en inglés), motores de alta eficiencia y **unidades de bombeo de carrera larga**³⁴. Además, dos tecnologías han sido integradas recientemente en la industria petrolera y gasífera que permiten lograr mejoras en rendimiento, aumentar la seguridad de los trabajadores y reducir las emisiones³⁵, incluyen:

- **Robótica:** Un tipo de sistema automático, desarrollado originalmente por National Oilwell Varco, automatiza las tareas repetitivas y riesgosas de conectar las columnas de perforación a los equipos de perforación petroleros.
- **Reconocimiento y retroalimentación avanzado:** Se están utilizando drones y acústica avanzada para ayudar a las empresas del sector a localizar con rapidez las fugas en las tuberías, lo cual trae como resultado una reducción del 31 % en la tasa de fugas de los sistemas de petróleo y gas natural entre 2005 y 2017³⁶.

Reducir las emisiones de metano se ha convertido en una de las más altas prioridades para muchas empresas en todos los aspectos de sus operaciones³⁷. Para lograrlo, están ampliando las campañas de detección y reparación de fugas, reemplazando o actualizando los dispositivos que producen altos niveles de emisiones, y reduciendo la **ventilación**.

En 2019, las 58 empresas estadounidenses que forman parte de The Environmental Partnership³⁸ realizaron levantamientos topográficos en más de 78,000 obras, inspeccionaron más de 56 millones de componentes y renovaron o pusieron fuera de servicio 31,000 **controles neumáticos de purga alta**³⁹. Además, el uso de estrategias de terminación de pozos que reducen al mínimo las pérdidas de metano y otros hidrocarburos durante el reflujó, tecnología conocida como **terminaciones con emisiones reducidas** (REC, por sus siglas en inglés) o **“terminación de pozos verdes”**, ha contribuido de manera significativa a la reducción de las emisiones en las operaciones petroleras y gasíferas.

La industria del petróleo y gas natural está invirtiendo en tecnologías de reducción de emisiones y trabajando en colaboración con otros sectores a fin de continuar reduciendo su huella de gases de efecto invernadero, lo cual puede definir el modo en el cual se desarrolle la demanda de combustibles fósiles durante las próximas décadas⁴⁰. Las empresas que forman parte de la iniciativa Oil and Gas Climate Initiative (OGCI, por sus siglas en inglés) establecieron objetivos a fin de disminuir la intensidad del metano en las operaciones de petróleo y gas natural para explorar, descarbonizar los centros industriales, desarrollar una industria de CCUS de escala comercial y erradicar las quemaduras de gas⁴¹. También existen oportunidades para reducir la intensidad de carbono de la combustión de hidrocarburos, por ejemplo: (1) aplicar CCUS en las plantas generadoras de electricidad de carga base alimentadas por gas natural, y (2) procurar la conversión del gas natural a hidrógeno de bajo carbono para los combustibles que se emplean en el transporte.

La cantidad de **pozos de inyección de agua Clase II** en los Estados Unidos varía año con año en función de las fluctuaciones en la producción de petróleo y gas natural. Según datos de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés), hay en funcionamiento aproximadamente 180,000 pozos de Clase II en los Estados Unidos,⁴² de ellos con alrededor de un 20 % de agua de descarga que emerge a la superficie durante la producción de petróleo y gas natural.

Se descubrió que una fracción muy pequeña de estos pozos contribuye a un aumento en la frecuencia y la intensidad de eventos sísmicos menores. En Oklahoma, un grupo de investigadores descubrió que algunos de estos pozos de descarga de agua eran la causa probable de esa **sismicidad inducida**, es decir, eventos sísmicos de bajo nivel ocasionados por la activación de fallas relacionada con la inyección de grandes volúmenes de agua en pozos de descarga a grandes profundidades.

El estado instaló una red de monitoreo sísmico con cientos de estaciones, elaboró protocolos de detección y monitoreo a fin de identificar epicentros de terremotos y desarrolló modelos a fin de calcular la sismicidad en función de las tasas de inyección

(específica al entorno geológico). Esto permitió que los operadores identificaran y cerraran los pozos de descarga que se creía que provocaban la sismicidad inducida. Como consecuencia, la incidencia de eventos sísmicos de intensidad mayor que tres en la escala de Mercalli, ha disminuido en Oklahoma de 900 en 2015 a tan solo 62 en 2019⁴³.

Además de las mejoras de desempeño en el aspecto medioambiental, incluso durante el auge de la producción de petróleo y gas natural de la última década, la seguridad en el lugar de trabajo ha mejorado en los campos petrolíferos. De acuerdo con la Oficina de Estadísticas Laborales, la tasa de lesiones y enfermedades en la industria estadounidense del petróleo y el gas natural bajó en un 41 % entre 2008 y 2017, y está un 39 % por debajo del promedio nacional de todo el sector privado de los Estados Unidos⁴⁴.

Estas vías y avances tecnológicos continuarán ayudando a que en el futuro, las explotaciones de petróleo y gas natural sean más eficientes, haya una mayor recuperación de hidrocarburos a partir de recursos actuales, se reduzca la huella ambiental de las explotaciones y se redoblen los esfuerzos de gestión del uso del agua.



Las innovaciones tecnológicas han hecho que el mercado estadounidense del petróleo y el gas natural haya dejado atrás el miedo a la escasez energética y tenga ahora expectativas de abundancia.

CÓMO SE DERRIBÓ LA “BARRERA TECNOLÓGICA” DEL GAS SHALE: BARNETT SHALE

El potencial para producir gas natural a partir de formaciones de *shale* a gran profundidad se identificó por primera vez en la década de 1990, cuando Mitchell Energy comenzó a perforar a 8,000 pies de profundidad en el Barnett Shale en la Cuenca de Fort Worth, del norte de Texas⁴⁵. El abordaje inicial de la empresa, con el uso de pozos verticales y estimulaciones de **fracturamiento hidráulico** a pequeña escala, dieron como resultado índices bajos de producción de gas natural y, en consecuencia, bajas **recuperaciones finales estimadas de gas (EUG, por sus siglas en inglés)**, en el orden de los 500 millones de pies cúbicos por pozo, menos de lo que era viable económicamente en ese entonces. El diagnóstico del rendimiento del pozo mostró que los pozos verticales solo drenaban una pequeña superficie del yacimiento, generalmente 10 acres, un valor muy por debajo de la superficie de drenaje de 320 acres por pozo que se esperaba y que se consideraba “lo mejor que se puede hacer” según el sector petrolero y las publicaciones técnicas en ese momento⁴⁶.

Esto dio lugar a un concepto revolucionario: si se perforaba un pozo para entrar en contacto con mayor parte de la formación de *shale*, y esta formación de *shale* recibía un estímulo intenso, el volumen del yacimiento que se drenaba podría ser considerablemente más grande y el rendimiento se multiplicaría por siete, lo cual convertía al Barnett Shale en un proyecto económicamente viable. El pozo Stella Young n.º 4, un pozo que no es verdaderamente horizontal sino más bien en declive,

se diseñó y perforó con el fin de poner a prueba este concepto⁴⁷. El pozo recibió estimulación por fracturamiento hidráulico por fase avanzada, una tecnología investigada y probada en la formación de Antrim Shale. El pozo alcanzó el triple de contacto con el yacimiento de *shale*, y su producción de gas natural casi triplicó la de los pozos verticales con estimulación limitada perforados anteriormente de Barnett Shale.

Devon Energy, una empresa que había estado desarrollando métodos más confiables para la perforación de pozos horizontales, comprendió el avance tecnológico revolucionario Mitchell Energy, el cual fue adquirido a mediados de 2001 y ayudó a impulsar el rápido desarrollo de esta tecnología en la formación de Barnett Shale.

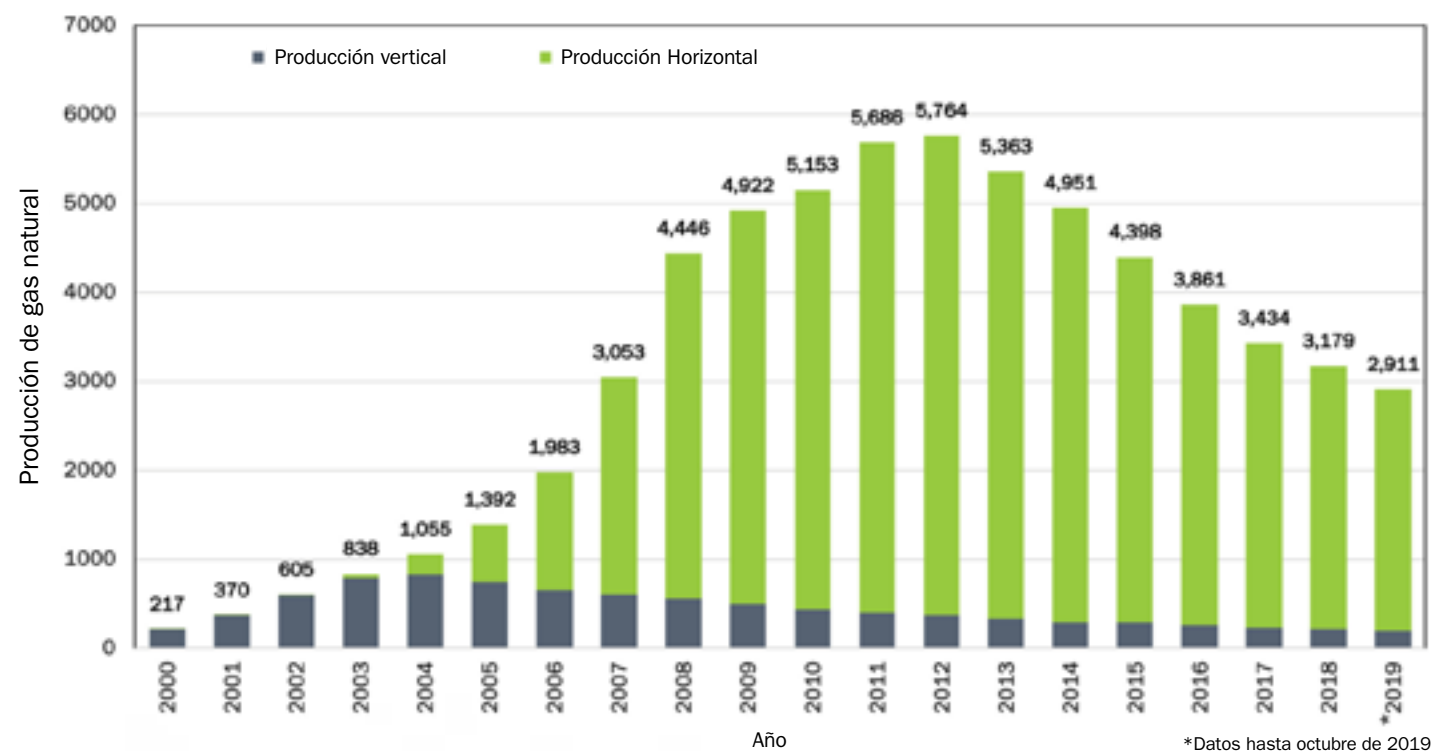
Los primeros siete años de desarrollo de Barnett Shale (entre 1993 y 2000) fueron los años “de vacas flacas” para la extensión productiva de Barnett, cuya producción de gas natural (preparada con pozos verticales y estimulaciones hidráulicas de una sola etapa) apenas alcanzaba los 200 millones de pies cúbicos por día.

La perforación horizontal y la estimulación hidráulica por etapas —probadas de 2001 hasta 2004 y aplicadas ampliamente desde 2005— permitieron mejorar aún más el rendimiento de los pozos y lograr que la producción de gas de Barnett Shale alcanzara un pico de 5,800 millones de pies cúbicos por día en el año 2012 (consulte la Figura 12).

Figura
12

El nacimiento, el auge y el declive de Barnett Shale⁴⁸

El desarrollo de la formación de Barnett Shale después de mediados de 2000 fue impulsado por la perforación horizontal junto con el fracturamiento hidráulico.



Una vez que se desarrollaron las áreas clave de alta calidad de la extensión productiva, la producción de gas natural de Barnett Shale disminuyó, hasta caer por debajo de 3,000 millones de pies cúbicos en 2019 (consulte la Figura 12).

Así, la historia de la formación de Barnett Shale también señala un dato importante: la producción de

gas natural proveniente de las extensiones productivas actuales eventualmente disminuyen. Para contrarrestar esta situación, habrá que descubrir nuevas extensiones productivas en nuevas cuencas, y será necesario desarrollar y emplear tecnologías de extracción más eficaces para explotar de manera rentable las zonas menos atractivas de las cuencas de *shale* actuales.



EL USO DE LA CIENCIA Y LA ADAPTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL GAS SHALE PARA INICIAR LA “REVOLUCIÓN DEL PETRÓLEO SHALE” DE LA DÉCADA PASADA

Los primeros estudios de Barnett Shale y otras formaciones de *shale* sostenían que el *shale* orgánico no solo albergaban gas natural, sino también grandes volúmenes de petróleo⁴⁹. Este abundante recurso permanecía sin explotarse porque la opinión dominante era que el *shale* altamente orgánico no podía convertirse en yacimientos económicamente productivos, dado que las trayectorias del flujo (las gargantas de poros conectadas) en el *shale*, si bien permiten el flujo adecuado de moléculas de gas, son demasiado estrechas como para permitir el paso de las moléculas de petróleo (mucho más grandes) por la matriz de *shale* y hacia el recinto del pozo. Es decir, las rocas eran demasiado compactas como para producir una cantidad considerable de petróleo crudo. Si bien algunos pozos de la formación de Barnett Shale se explotaban en el campo Elm Coulee

Field de Montana, se creía que la zona específica de Bakken Shale en Elm Coulee era un caso geológico excepcional y no podía replicarse en otros entornos de *shale* petrolíferas, ni siquiera en la propia extensión productiva de Bakken Shale en su totalidad⁵⁰.

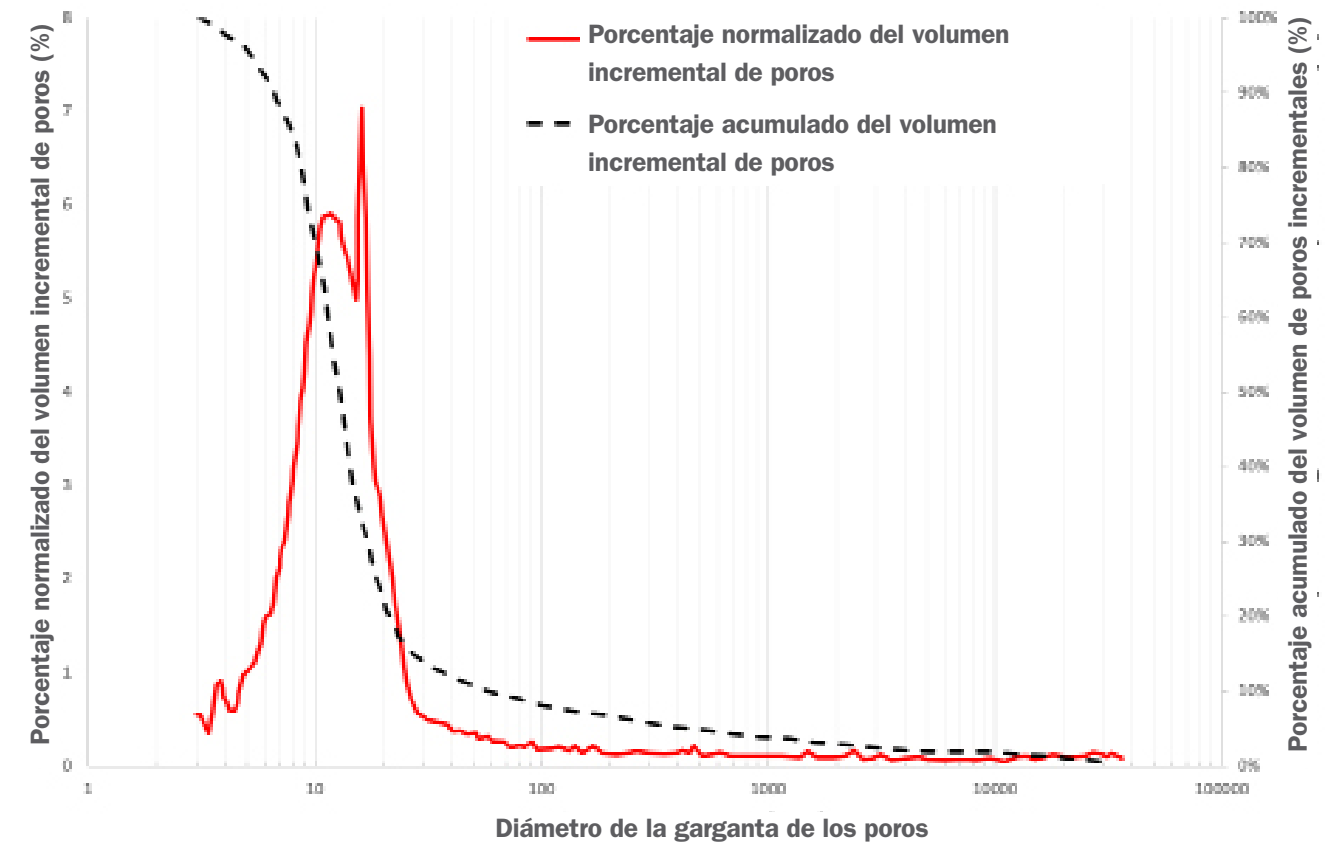
No obstante, en el análisis de diagnóstico avanzados de laboratorio hechos por investigadores científicos que trabajaron con núcleos de rocas de yacimientos, se mostró que el *shale* tiene una distribución variada de diámetros de gargantas de poros. Los estudios concluyeron que cuando hay una cantidad suficiente de estas de entre 10 y 20 nm o más, las condiciones son favorables para producir petróleo a partir de *shale* (consulte la Figura 13). Este nuevo conocimiento científico fue el primer paso para descifrar y así liberar el potencial de una mayor producción de petróleo crudo a partir de las formaciones de *shale*⁵¹.

Shales erosionados cerca de un afloramiento superficial de una formación de *shale* orgánico.

Figura
13

Distribución del tamaño de las gargantas de los poros en una muestra de *shale* de Eagle Ford⁵¹

Los *shales* tienen poros lo suficientemente grandes como para permitir que las moléculas de gas y petróleo fluyan hacia afuera de la matriz de la roca y se infiltren en las fracturas. Este conocimiento permitió que los ingenieros diseñaran métodos de terminación de pozo que permitieran obtener índices de producción rentables.



Este nuevo conocimiento, combinado con la adaptación de tecnología de extracción de gas *shale* desarrollada anteriormente para pozos horizontales con una estimulación hidráulica por etapas aún más

intensiva, derribó por completo la barrera tecnológica para la producción de petróleo *shale* e inició la revolución del petróleo *shale* seguida por la revolución del gas *shale* (consulte las Figuras 14 y 15)^{52, 53}.

Figura 14

Terminación de pozo horizontal de gas *shale* con varias etapas de estimulación por fracturamiento hidráulico⁵²

Una terminación de pozo horizontal con diez etapas de estimulación hidráulica espaciadas a intervalos de 300 pies fue suficiente para desarrollar formaciones de gas *shale* en las que el gas natural de menor viscosidad fluyera con mayor facilidad.

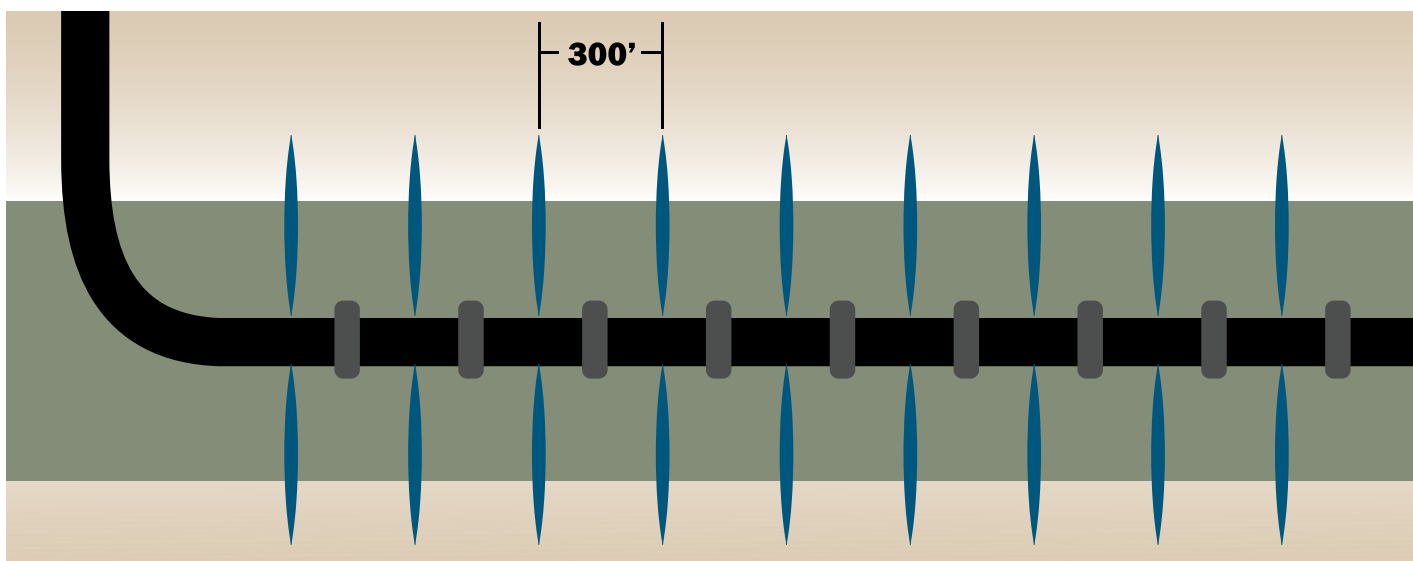
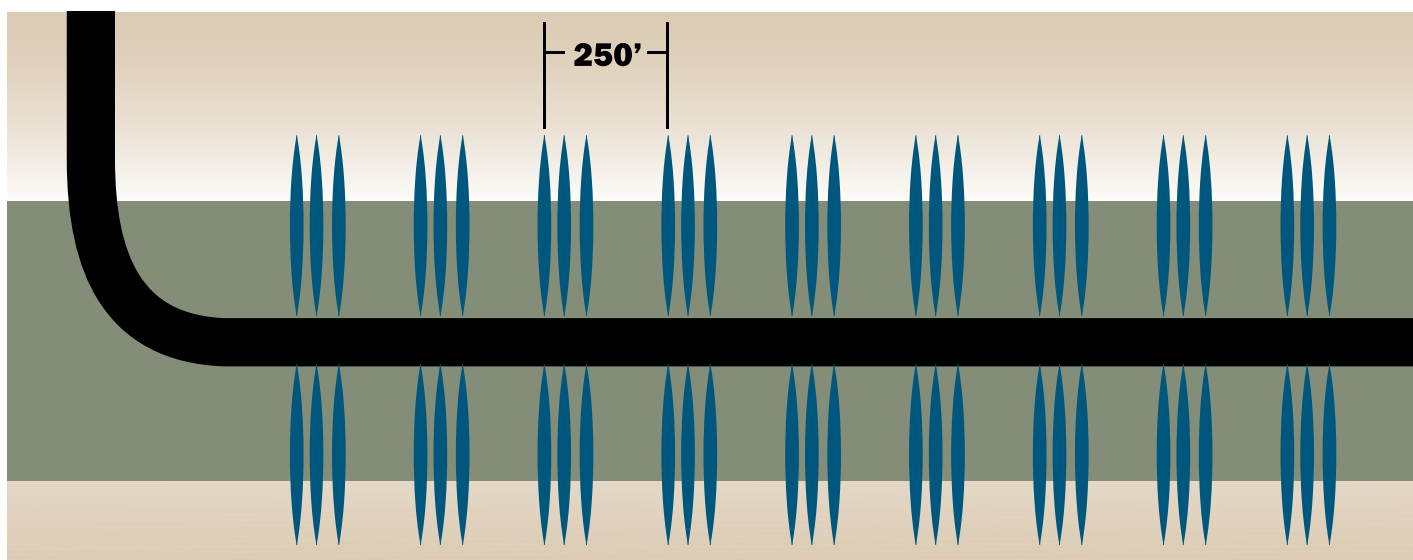


Figura 15

Terminación de pozo horizontal de petróleo *shale* con varias etapas de estimulación por fracturamiento hidráulico⁵³

Las terminaciones de pozos horizontales con conglomerados de perforación de pozos más intensivos y hasta 36 estimulaciones hidráulicas con un espaciado más estrecho permitieron acceder a los recursos para extraer el petróleo *shale* compacto que se desarrollaron más adelante.



Los avances permanentes en la tecnología de perforación de pozos horizontales, como la **adquisición de registros durante la perforación** y la **adquisición de mediciones durante la perforación (LWD y MWD respectivamente, por sus siglas en inglés)**, proporcionan retroalimentación de información en tiempo real sobre las propiedades del yacimiento y la ubicación exacta de la formación perforada. Al ser combinados con **sistemas de perforación**

direccionales y diseños avanzados de barrenas de perforación “broca”, los pozos horizontales pueden perforarse en menos de la mitad del tiempo que en el pasado⁵⁴. Estas tecnologías avanzadas hacen posible que las empresas puedan colocar la broca para un yacimiento de petróleo con una gran precisión, a un objetivo menor a 18 pulgadas del tamaño aproximado localizado a dos millas de distancia tras haber perforado dos millas hacia abajo⁵⁵.

LA PLATAFORMA DE CABLES EN TENSIÓN AUGER AYUDA A CONQUISTAR LAS AGUAS PROFUNDAS DEL GOLFO DE MÉXICO

Incluso a medida que los campos de petróleo y gas natural de aguas poco profundas (de menos de 1,000 pies de profundidad) en alta mar en el Golfo de México comenzaban a madurar, grandes volúmenes de hidrocarburos permanecían en las aguas profundas y ultraprofundas del golfo, poco desarrollados y fuera del alcance de la tecnología disponible en ese entonces. El límite del desarrollo en aguas profundas fue establecido en 1988 por la plataforma Bullwinkle, una enorme plataforma fijada al lecho marino. La plataforma Bullwinkle fue la última de su clase, dado que los costos de estructuras más grandes que esta eran sencillamente prohibitivos⁵⁶.

La exploración en aguas profundas exigiría tecnologías alternativas, como las **plataformas de cables en tensión (TLP, por sus siglas en inglés)**, sistemas de producción flotantes y pozos submarinos. La búsqueda de estas alternativas condujo a la instalación de la TLP Auger en 1994, lo cual superó una nueva meta en estructuras fijadas al lecho marino en aguas profundas⁵⁷. La TLP Auger estaba amarrada al lecho marino a una profundidad de 2,860 pies con 12 cables tensores de acero, cada uno con un cilindro de acero interno de 26 pulgadas de diámetro y una pared de 1.3 pulgadas de espesor. La plataforma, ubicada en el bloque en alta mar, se encuentra en el sector 426 de Garden Banks en el Golfo de México (conocido como GB 426), a 214 millas al suroeste de New Orleans, Louisiana. La estructura de la TLP consta de un casco flotante y columnas cilíndricas, con tanques de lastre, bombas y controladores que pesan 20,000 toneladas, un sector de cubierta con alojamiento, un equipo de perforación e instalaciones

en la superficie que pesan 23,000 toneladas y cables de acero que pesan 5,000 toneladas⁵⁸. El concepto de amarrar la plataforma flotante al lecho marino proporcionó estabilidad para las actividades de perforación y producción durante muchos años. Este tipo de sistema eliminó la necesidad de fijar la plataforma al lecho marino.

Más aún, el desarrollo de terminaciones de pozos submarinos en el Golfo de México, tecnología que maduró en Auger y se ha expandido ampliamente desde entonces, le permitió al sector llegar a numerosos campos petrolíferos más pequeños y desarrollarlos, a una distancia de hasta 20 millas desde la plataforma, como Oregano (GB 559), Macaroni (GB 602), Habanero (GB 341), Serrano (GB 516) y Llano (GB 387), que suman entre ellos 165 millones de barriles de reservas de petróleo originales. Dado el pequeño tamaño de estos campos, nunca podrían haberse explotado independientemente, cada uno con su propia plataforma, de manera rentable. Sin embargo, avances tales como las terminaciones de pozos submarinos y los empalmes de líneas de flujo conectados a una plataforma central, ayudó a convertir estos campos “satélite” económicamente viables. Una vez que la tecnología sísmica avanzada hizo posible visualizar estructuras por debajo de los espesos depósitos de sal existentes en el subsuelo profundo del Golfo de México, el gran campo de petróleo y gas natural Cardamom (GB 427), ubicado a una profundidad récord de cuatro millas por debajo del lecho marino⁵⁹, también fue conectado con la plataforma en 2014, lo cual permitió prolongar la vida útil de la TLP Auger.

Si bien existen actualmente nueve plataformas TLP en el Golfo de México, el diseño de la TLP no representa el paso final en la conquista de sus aguas profundas. Más allá la profundidad de 4,000 pies, el peso de los cables tensores se vuelve excesivo⁶⁰. Se han desarrollado diseños adicionales de estructuras para aguas ultraprofundas (entre 7,000 y 12,000 pies de profundidad), como plataformas flotantes, tanques flotantes de almacenamiento e incluso un cilindro vertical de gran diámetro a fin de sostener una

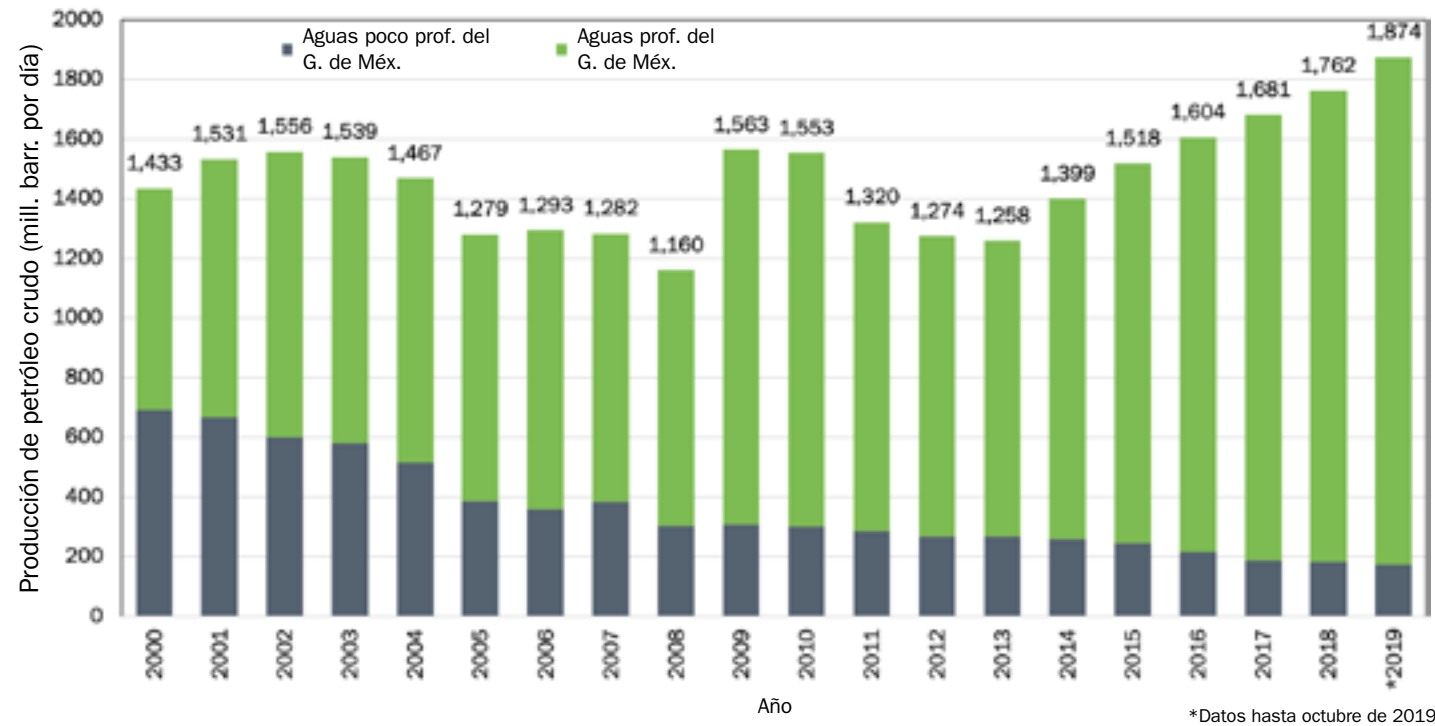
cubierta para la perforación y el procesamiento de petróleo y gas natural.

De los cerca de 24 proyectos de aguas profundas que operaban en 1999, hoy en día hay activos varios cientos de campos en aguas profundas, que producen 1.7 millones de barriles de petróleo por día (más 2,000 millones de pies cúbicos de gas natural por día), con lo cual representan más del 90 % de la producción de petróleo en alta mar en el Golfo de México en 2019 (consulte la Figura 16).

Figura 16

Producción de petróleo crudo en alta mar en el Golfo de México: Aguas poco profundas frente a aguas profundas⁶¹

El volumen del petróleo producido a partir de campos en aguas profundas ha aumentado incesantemente desde el 2000, dado que la tecnología ha permitido que la producción se mantenga constante o que crezca a medida que los campos en aguas poco profundas se agoten.



La plataforma de cables en tensión Auger de Shell en el bloque 426 de Garden Banks está amarrada al lecho marino bajo 2,360 pies de agua.



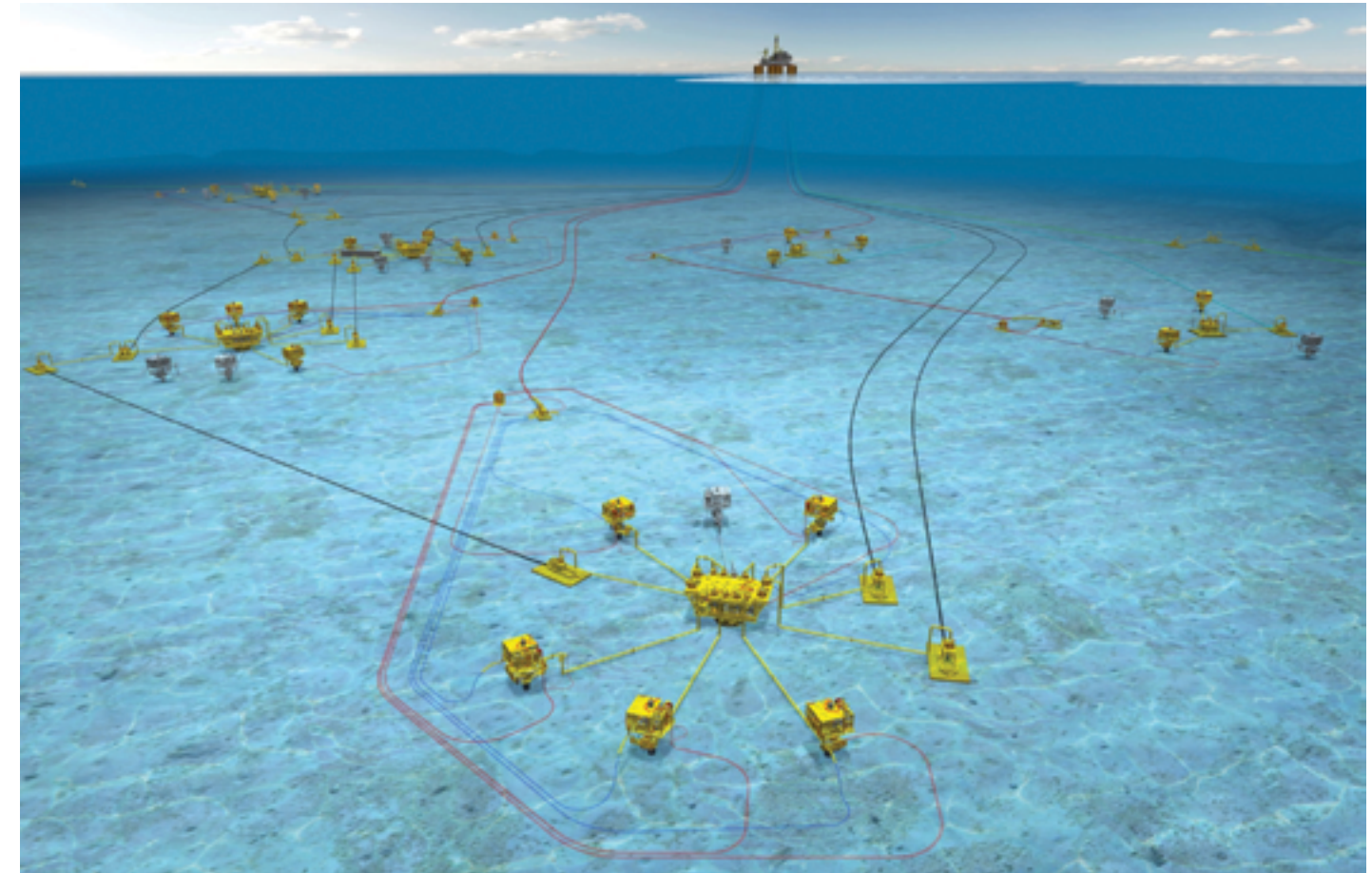
El futuro del desarrollo nacional del petróleo y del gas natural en alta mar se dará cada vez más en campos de aguas ultraprofundas, como en Appomattox (bloque 392 del cañón de Mississippi) (consulte la Figura 17).

También involucrará un mayor uso de CO₂-EOR para mejorar la extracción de petróleo mientras se almacena dióxido de carbono geológicamente varias millas por debajo del lecho marino.

Figura 17

Desarrollo del campo Appomattox, aguas profundas del Golfo de México⁶²

El campo Appomattox de Shell incluye una plataforma central de producción semisumergible de cuatro columnas y un sistema submarino con seis centros de perforación, 15 pozos de producción y cinco pozos de inyección de agua, todo a 7,400 pies bajo el agua.



BENEFICIOS DEL AUMENTO EN LA PRODUCCIÓN NACIONAL DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL

Los avances tecnológicos, en combinación con el descubrimiento de nuevas fuentes de petróleo y gas natural, presentan un desafío en términos geológicos y son la base de la abundancia de energía que disfrutaron los estadounidenses en la actualidad. Los avances en tecnología de las últimas dos décadas han impulsado actividades en aguas profundas de alta mar a niveles récord, producción rentable de gas compacto y gas de filones de carbón (metano en capas de carbón) de los estados de la región de las Montañas Rocosas y desarrollo de CO₂-EOR en nuevos entornos geológicos más allá del oeste de Texas. Sin embargo, la revolución de *shale* ha generado el mayor impacto en el abastecimiento doméstico de hidrocarburos.

La revolución de *shale* y otras fuentes de aumento de la producción doméstica de petróleo y gas natural han brindado numerosos beneficios a los consumidores, los gobiernos locales y estatales, la industria privada y el mercado de trabajo. Dado que la extensa infraestructura de producción y distribución de energía permite abastecer un suministro estable de petróleo y gas natural a prácticamente todos los rincones del país, la mayor parte de los beneficios que son importantes para todos los estadounidenses, no solo para los que viven en estados productores de petróleo y gas natural o quienes tienen empleos vinculados con estas fuentes de energía.

Entre los beneficios claves, se encuentran los siguientes:

- Ahorros considerables para los consumidores.
- Mayores ingresos para los gobiernos estatales y locales.
- Mayor cantidad de empleos nacionales bien remunerados.
- Revitalización de la fabricación de productos químicos en EE. UU.
- Lanzamiento de un sector exportador de LNG de nivel internacional.
- Reducción de la huella ambiental a partir de una mayor producción de gas natural con tecnologías de extracción de menor impacto.
- Mejora la seguridad energética.

A continuación, encontrará más detalles sobre estos siete beneficios.

Ahorros considerables para los consumidores

El descenso del precio del petróleo y del gas natural debido al aumento de la producción nacional de estos recursos les ahorró a los estadounidenses 203,000 millones de dólares anuales, una cifra que equivale a \$2,500 por año para una familia de cuatro personas. Alrededor de 80 % de los ahorros provienen de la reducción del precio del gas natural (esto incluye el descenso del precio de la electricidad por el mayor uso del gas natural en el sector energético), mientras que el resto se debe a reducciones en los precios mundiales del petróleo como consecuencia del aumento del suministro estadounidense.⁶³

Para calcular los beneficios mencionados anteriormente para los consumidores, un estudio del Council of Economic Advisers calculó que el precio del gas natural en 2018 sin la revolución de *shale* habría sido de \$7.79 cada mil pies cúbicos, con la revolución de *shale*, de \$2.87 cada mil pies cúbicos, una caída del 63 %. Esto prácticamente equivale al porcentaje de caída del precio del gas natural de **Henry Hub** entre 2007 y 2018.



“Puede decirse que el aumento en la extracción de petróleo y gas natural de *shale* y otras formaciones geológicas similares —denominado en ocasiones “la revolución de *shale*”— es el acontecimiento más trascendental de la industria energética del último medio siglo”.

-Council of Economic Advisers, octubre de 2019

Mayores ingresos para los gobiernos estatales y locales

La producción de petróleo y gas natural genera considerables ingresos a los gobiernos estatales y locales provenientes de los impuestos sobre la extracción y la producción, los impuestos al valor agregado y otros aranceles. **Estos ingresos proporcionan una parte importante del financiamiento de las escuelas y los servicios públicos en muchos de los estados productores.** Si analizamos en más detalle el caso de Texas, el estado que más petróleo y gas natural produce, podremos cuantificar mejor estos beneficios por ingresos. En 2019, los impuestos y las regalías de la producción mineral que aportó el sector del petróleo y el gas natural al estado de Texas alcanzaron una cifra récord: 16,300 millones de dólares. Durante los últimos diez años, estos ingresos ascendieron a 116,000 millones de dólares en total. Como se describe en el informe más reciente de Texas Independent Producers & Royalty Owners Association (TIPRO, por sus siglas en inglés), “2020 State of Energy Report”, estos ingresos “... han continuado sustentando todos los aspectos de la economía del estado, incluyendo la inversión en infraestructura, los programas de conservación del agua, las escuelas y la educación, los servicios de emergencias...”. Además, la industria del petróleo y gas natural de Texas adquirió, en 2019, bienes y servicios por 220,000 millones de dólares, de los cuales el 80 % provinieron de empresas de Texas⁶⁴. En New Mexico, el crecimiento de la producción de petróleo en terrenos federales de la Cuenca Pérmica

ha contribuido a las finanzas del estado y ha facilitado los medios para expandir el financiamiento de la educación y otros programas. La New Mexico Oil and Gas Association calcula que 1,200 millones de los 6,200 millones de dólares del presupuesto del estado provinieron de ingresos por el uso de terrenos federales, incluyendo regalías, bonificaciones y otros pagos⁶⁵. En North Dakota, los impuestos de la extracción de petróleo y gas natural aportaron al estado 18,000 millones de dólares durante los años fiscales de 2008 a 2018, lo cual representa más del 45 % de los ingresos fiscales totales⁶⁶.

La producción de petróleo crudo y gas natural también es una de las principales fuentes de ingresos de los gobiernos a nivel estatal y local de Wyoming. Dado que Wyoming no aplica impuestos estatales sobre la renta, los gobiernos estatales y locales dependen de los ingresos fiscales de la producción de petróleo y gas natural en el estado, para financiar muchos de sus servicios públicos esenciales. En 2018, la producción de petróleo y gas natural aportó 1,390 millones de dólares al estado de Wyoming mediante impuestos a la propiedad, impuestos a la extracción y producción, regalías de la producción minera e impuestos a las ventas y al uso. El estado utilizó estos ingresos fiscales para financiar servicios públicos esenciales, incluyendo el desembolso de 596 millones de dólares para la educación en los niveles K-12, 510 millones para el Fondo General del estado y 114 millones para infraestructura pública, entre otros usos⁶⁷.



Mayor cantidad de empleos nacionales bien remunerados

La industria nacional de extracción de petróleo y gas natural⁶⁸ mantiene 896,000 empleos (datos de fines de 2019), incluyendo empleos directos e indirectos⁶⁹, de los cuales 158,000 son empleos directos⁷⁰ y se calcula que unos 738,000 son empleos indirectos, como los de servicios y suministros, así como también empleos inducidos. El Economic Policy Institute informa que la industria de extracción de petróleo y gas natural tiene uno de los multiplicadores de empleo de trabajo indirecto más altos: un empleo directo conduce a otros 5.43 empleos adicionales⁷¹. **El año pasado, el empleo directo promedio en la industria de extracción de petróleo y gas tuvo un salario anual promedio de \$112,000, más del doble que el salario anual promedio de \$51,000 del sector privado.** Los empleos directos de esta industria sin personal a cargo, entre los que se incluyen ingenieros petroleros,

operadores de pozo, trabajadores no calificados y geocientíficos, perciben un salario anual de \$88,000, es decir, cerca de un 70 % más alto que el salario anual promedio del sector privado.

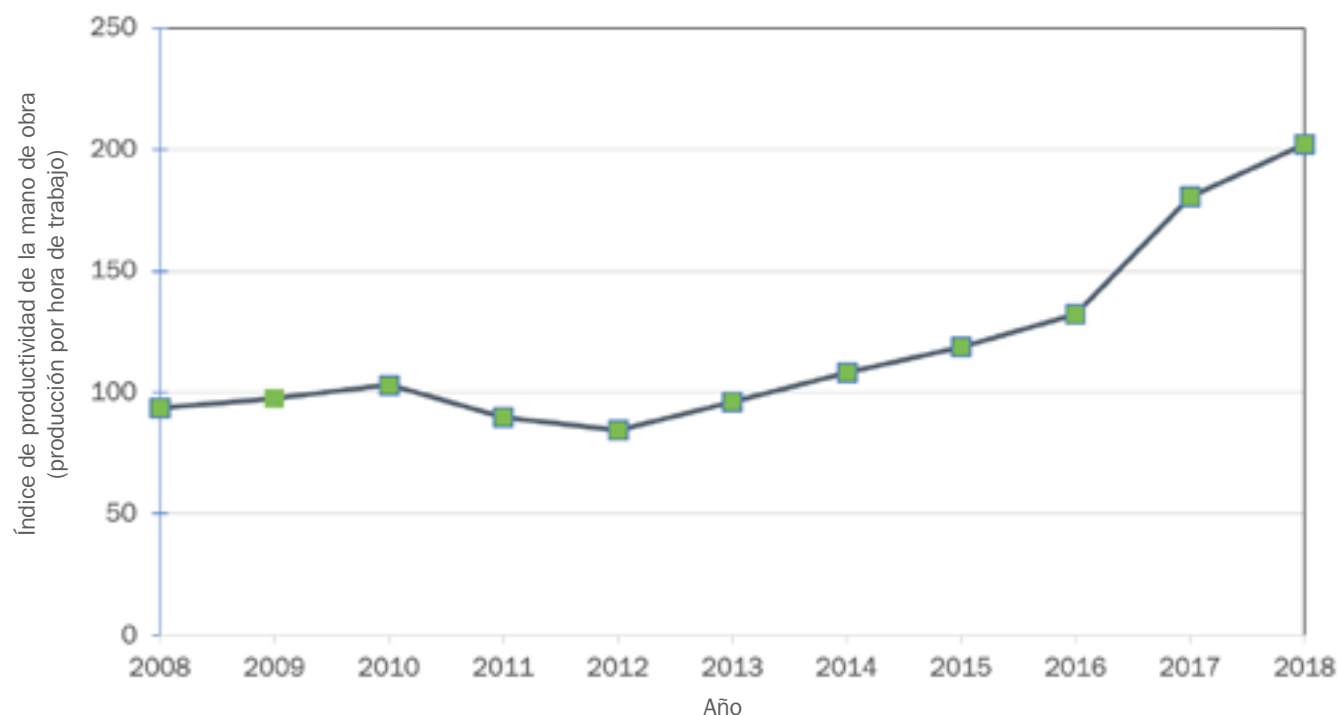
El desarrollo y la aplicación de tecnologías avanzadas que analizamos anteriormente en este informe y su impacto en la productividad de la mano de obra en la industria del petróleo y gas natural sientan una base importante para estos empleos bien remunerados y cada vez más productivos. La productividad de la mano de obra, que se define como la producción por hora trabajada, se ha más que duplicado en la última década en la industria del petróleo y gas natural, dado que aumentó de un índice de 93 en 2008 a un índice de 202 en 2018⁷² (consulte la Figura 18 en la próxima página).



Figura 18

Mejora en la productividad del subsector de extracción de petróleo y gas natural entre 2008 y 2018⁷³.

La productividad de la mano de obra en la industria del petróleo y el gas natural se ha más que duplicado en la última década.



Si observamos el caso de Texas con más detalle, el estado cuenta con 361,000 de estos empleos, que representan 40 % de los empleos en la industria del petróleo y del gas natural a nivel nacional. En Texas, estos trabajadores, incluyendo los operadores de campo, los conductores de camiones pesados y los ingenieros petroleros, percibieron un salario anual

promedio de \$132,104, aproximadamente un 130 % más que los salarios promedio del sector privado en el estado⁷⁴. Estas cifras no incluyen la considerable cantidad adicional de empleos de la industria manufacturera que el abundante suministro de petróleo y gas natural ha ayudado a generar.



Revitalización de la fabricación de productos químicos en EE. UU.

El aumento del suministro de gas shale asequible, que contiene grandes volúmenes de etano y otros líquidos del gas natural, ha creado una ventaja competitiva para la fabricación de productos químicos en los Estados Unidos, un sector que sustenta el crecimiento económico nacional y en el cual se prevé que se crearán nuevos empleos. Durante la década pasada, 343 proyectos que involucraron una inversión

de 203,000 millones de dólares se terminaron, ingresaron en la etapa de planificación corporativa o se encuentran en desarrollo. Estos proyectos han generado o generarán: (1) cerca de 757,000 nuevos empleos permanentes; (2) un total anual de 57,000 millones de dólares en salarios; y (3) una producción económica anual de 289,000 millones de dólares para 2025 (consulte la Figura 19)⁷⁵.

Figura 19

Aportes económicos de inversiones de la industria química en los Estados Unidos.⁷⁶

Las abundantes cantidades de gas natural de bajo costo han atraído inversiones a la industria química, lo cual generó cientos de miles de nuevos empleos y una producción económica de miles de millones de dólares.

Aportes económicos a partir de una mayor producción de la industria química entre 2010 y 2025. (permanentes)			
	Empleos	Salarios (en miles de millones de dólares)	Producción (en miles de millones de dólares)
Directos	76,353	\$9.6	\$102.3
Indirectos	338,729	\$29.0	\$129.3
Inducidos por salarios	341,969	\$18.2	\$57.8
Total	757,050	\$56.8	\$289.4

Este último análisis se basa en el primer informe del American Chemistry Council, "Shale Gas, Competitiveness, and New U.S. Chemical Industry Investment - An Analysis of Announced Projects". En este informe, publicado en mayo de 2013, se analizaron más de 97 proyectos potenciales por un valor de 72,000 millones de dólares que se anunciaron entre 2010 y 2013.



El salario anual promedio en la industria de la extracción de petróleo y gas natural fue de \$112,000, más del doble que el salario promedio en el sector privado.



Lanzamiento de un sector exportador nacional de gas natural licuado de nivel internacional

El gran crecimiento de la producción de gas natural debido a la revolución del gas *shale* ha superado la demanda doméstica de gas natural. Esto incentivó el desarrollo de una industria exportadora de gas natural licuado (LNG) de nivel internacional. Las primeras iniciativas de exportación de LNG se realizaron en instalaciones existentes, que originalmente fueron construidas para la importación de LNG en épocas de falta de suministro nacional.

Con la anticipación de una producción de gas natural abundante y continua, **Estados Unidos va en camino a convertirse en el mayor exportador mundial de LNG**, con un aumento en las exportaciones de 6,000 millones de pies cúbicos a finales de 2019 a unos 12,000 millones de pies cúbicos que se prevén para mediados de esta década, más que Australia y Catar⁷⁷. El primer grupo de instalaciones de licuefacción y exportación de LNG incluye dos

grandes proyectos de LNG en Louisiana, dos en Texas, uno en Maryland y uno en Georgia. Durante 2019, las exportaciones de LNG generaron 9,500 millones de dólares en ingresos y contribuyeron a que la balanza comercial fuera positiva⁷⁸.

Los proyectos estadounidenses de exportación de LNG han ampliado la disponibilidad mundial del gas natural, lo cual ha reducido los precios del gas en todo el mundo, particularmente en Polonia, Lituania y otros países europeos que dependen de las exportaciones rusas de gas natural por gasoductos (consulte la Figura 20). Al satisfacer las necesidades de combustible de las nuevas plantas generadoras de electricidad alimentadas con gas en otros países, el LNG estadounidense también ayudará a llevar energía a parte de los mil millones de personas que todavía viven sin electricidad y así ayudarlas a salir de la pobreza⁷⁹.

Figura
20

Destinos mundiales de las exportaciones de LNG de EE. UU. (de 2016 a 2019)⁸⁰

Las exportaciones de LNG de EE. UU. han mejorado la seguridad energética de países de todo el mundo.



Una plataforma terminada para varios pozos en la formación Marcellus Shale en el condado de Washington, Pennsylvania.

Reducción en la huella ambiental a partir de una mayor producción de gas natural y tecnologías de extracción de menor impacto

La disponibilidad de suministros abundantes y asequibles de gas natural ha llevado al desplazamiento de la energía de carbón en plantas generadoras de electricidad. El aumento en el uso de gas natural y fuentes renovables para la generación eléctrica ha reducido los volúmenes de dióxido de carbono, por megavatio hora (MWh) de electricidad producida, a más de un 23 % en la última década⁸¹. Los abundantes suministros de gas natural también han impulsado el crecimiento de la energía solar y

eólica al brindar una fuente de suministro estable de energía de gran capacidad, la cual da respuesta cuando se interrumpe el aporte de energía eólica y solar⁸². Un estudio reciente publicado por el National Bureau of Economic Research, llegó a la conclusión de que la energía eléctrica de fuentes renovables y de gas natural son complementarias y deben ser instaladas conjuntamente a fin de cumplir con los objetivos de reducir las emisiones y garantizar un suministro de energía estable⁸³.

Los líquidos del gas natural también son una fuente importante de materiales necesarios para construir componentes de menor peso para automóviles de bajo consumo de combustible, álabes de turbinas eólicas, paneles solares y materiales de uso eficiente de la energía, como los aislantes⁸⁴.

Además, el mayor uso de gas natural para la producción de energía eléctrica ha dado lugar a una reducción de 57 % (por dólar de producto bruto nacional [GDP]) en las emisiones nacionales de partículas en suspensión en el aire, como el hollín, lo cual genera beneficios de salud anuales que se estiman en 17,000 millones de dólares⁸⁵.

La combinación de estimulación hidráulica y perforación horizontal no solo permite un espectacular aumento en la producción de petróleo y gas natural a partir de *shale* y otras formaciones no

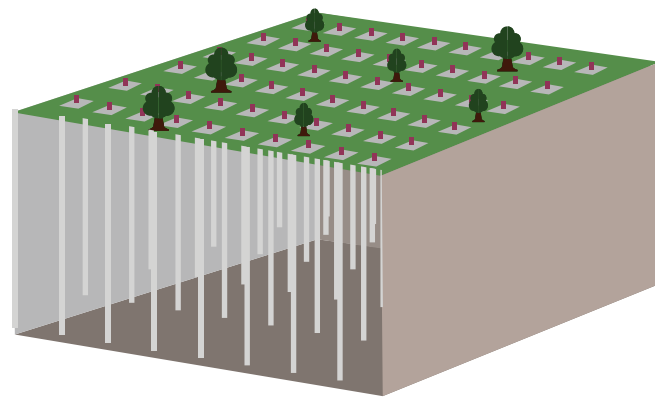
convencionales, sino que también ha contribuido a mejorar la eficacia y a reducir la huella de superficie por pozo perforado a partir del desarrollo en la ubicación de las perforaciones. Por ejemplo, donde se necesitaban 64 plataformas con 64 pozos verticales para acceder a cuatro millas cuadradas (40 acres por pozo) a principios de 2000, ahora se necesita una sola plataforma (apenas más grande) para el acceso, con 16 pozos horizontales laterales largos (consulte la Figura 21). Combinar pozos en un solo sitio de plataforma de perforación se traduce en una reducción del 90 % de la presencia de superficie total por pozo y también permite una reducción simultánea en la cantidad de caminos de acceso y tuberías de recolección que se necesitan para aprovechar los pozos, que antes eran docenas, lo cual disminuye aún más la huella ambiental por unidad de volumen de petróleo o gas producido⁸⁶.

Figura
21

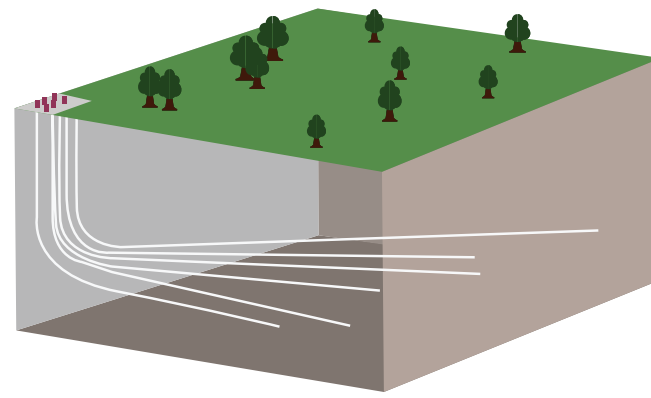
Las plataformas horizontales para varios pozos permiten un drenaje eficaz del yacimiento con una huella de superficie mucho más pequeña.

Combinar pozos en una misma plataforma de perforación genera una reducción del 90 % en la presencia de superficie total por pozo.

Plataformas verticales



Plataformas horizontales



Por último, existen maneras innovadoras de utilizar la infraestructura existente para aplicaciones que respeten el medioambiente⁸⁷, incluso cuando ya no se utilice en la producción de petróleo y gas natural. Por ejemplo, **con la ayuda de la industria petrolera y el Gobierno federal, 532 plataformas de acero en alta mar que habían llegado al fin de su ciclo de vida económico, fueron convertidas en arrecifes artificiales en el Golfo de México.** Una plataforma típica de ocho patas alberga de 12,000 a 14,000

peces y brinda nuevos acres de hábitat para cientos de especies marinas⁸⁸. Según investigadores, la densidad de peces es hasta 30 veces mayor alrededor de las plataformas activas⁸⁹. De igual manera, las estructuras actuales en alta mar pueden ser utilizadas para la captura y el almacenamiento de carbono, energía solar y eólica, las cuales también pueden dar beneficios económicos y atenuar los impactos ambientales⁹⁰.



Las plataformas abandonadas que se retiran de sus ubicaciones y a las cuales se hunde para formar arrecifes artificiales crean hábitats submarinos para cientos de especies marinas.

Mejora de la seguridad energética

Dado que las tasas de producción nacional de petróleo y gas natural se han elevado, la importación de ambos productos básicos ha disminuido. Estados Unidos importó alrededor de 9.10 millones de barriles por día (MMb/d) de petróleo en 2019, provenientes de unos 90 países, que incluyeron 6.8 MMb/d de petróleo crudo y 2.3 MMb/d de líquidos de petróleo no crudo y productos de petróleo refinado⁹¹. Este fue el volumen más bajo de importaciones totales de petróleo desde 1996. Por otro lado, las exportaciones de petróleo de EE. UU. han aumentado considerablemente en los últimos años. En 2019, Estados Unidos exportó petróleo a cerca de 190 países. Las exportaciones totales de petróleo de EE. UU. rondaron un promedio de 8.5 MMb/d, lo cual incluyó 3 MMb/d de petróleo crudo, que equivale aproximadamente al 35 % de las exportaciones totales de petróleo. Las importaciones netas de petróleo estadounidenses en 2019 fueron las más bajas desde 1954.

Si bien la mayor parte del gas natural que se consume en Estados Unidos se produce aquí, el país también lo exporta. Hasta 2000, Estados Unidos exportaba volúmenes relativamente bajos de gas natural, principalmente por gasoductos a México y Canadá. Las exportaciones anuales totales han aumentado, en general, todos los años desde 2000 hasta 2019, ya que los aumentos en la producción nacional de gas natural contribuyeron a una baja en los precios de gas natural y mejoraron la competitividad estadounidense en los mercados internacionales. En 2019, Estados Unidos exportó 4.66 billones de pies cúbicos (Tcf) de gas natural a unos 38 países —el volumen más alto registrado— y eso lo convierte en un exportador neto de gas natural por tercer año consecutivo⁹².

La autonomía energética brinda mayor seguridad a Estados Unidos. La capacidad de exportar energía a sus aliados alrededor del mundo le otorga a EE. UU. una ventaja en sus esfuerzos por ayudar a garantizar la paz y la seguridad mundiales.



OPORTUNIDADES PARA EL FUTURO

La energía proveniente del petróleo y del gas natural constituye la columna vertebral de nuestra economía moderna, ya que hace funcionar nuestras fábricas, ilumina nuestras comunidades, calefacciona y refrigera nuestros hogares y transporta personas y productos. Los productos hechos con líquidos de gas natural son una parte esencial de nuestro estilo de vida.

Durante los últimos 160 años de la historia de la industria petrolera en Estados Unidos, quizás de manera más drástica en las últimas décadas, las tecnologías innovadoras han ayudado a incrementar la cantidad de recursos de petróleo y gas natural para la disposición de los estadounidenses. Estos suministros de energía producidos en el país han sustentado la mejora permanente de las condiciones y el estándar de vida en Estados Unidos, así como en el resto del mundo.

El carácter fundamental de esta relación entre energía, tecnología y progreso humano no ha variado, a pesar de muchos breves altibajos en el equilibrio entre oferta, demanda y las alteraciones económicas consecuentes.

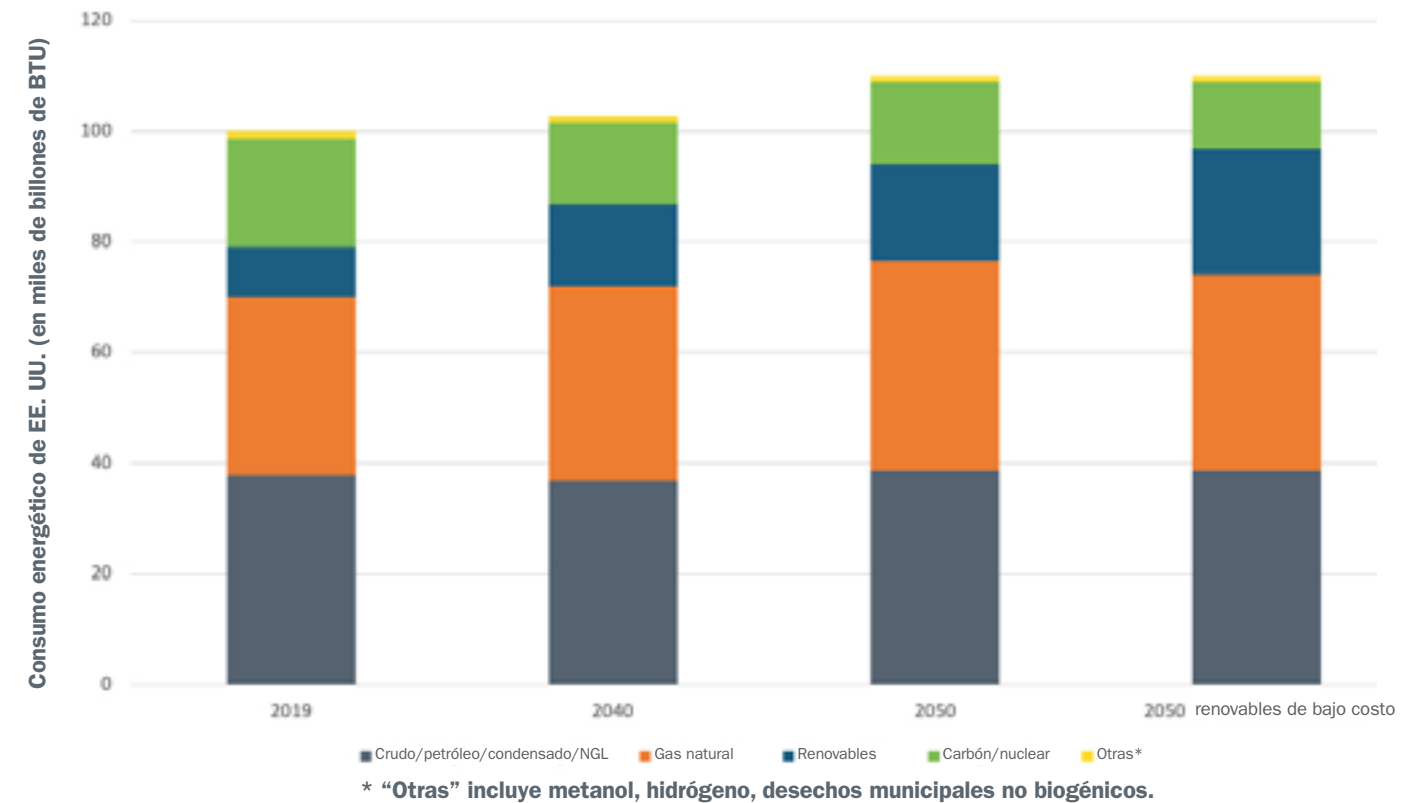
El petróleo y el gas natural son las dos fuentes predominantes de energía en Estados Unidos y representan dos tercios de la energía total consumida en 2019.

Incluso considerando el crecimiento sostenido de las energías renovables, según la EIA, se proyecta que el petróleo, el gas natural y los líquidos del gas natural representarán la mayor parte del consumo energético nacional (cerca del 70 %) dentro de dos décadas (consulte la Figura 22)⁹³.

Figura 22

Consumo energético actual y futuro de EE. UU. estimado por fuente⁹⁴

Se proyecta que el petróleo, el gas natural y los líquidos del gas natural representarán la mayor parte del consumo energético nacional (cerca del 70 %) en las décadas venideras.





A medida que el mundo hace la transición a un futuro con menores emisiones de carbono, la producción de petróleo y gas natural seguirá siendo una parte fundamental de esa transición.

El gas natural, incluyendo el gas asociado en la producción de petróleo, continuará cumpliendo una función clave en la descarbonización directa de la producción de electricidad, mientras que, al suministrar energía de respaldo, también permitirá el desarrollo práctico y económico de la energía eólica y la solar. Los líquidos de gas natural continuarán

desempeñando un papel crucial en la producción de materiales que darán viabilidad a las tecnologías de energía renovable de bajo consumo energético y bajos niveles de carbono. Las iniciativas para explotar más recursos nacionales de petróleo y almacenar simultáneamente dióxido de carbono capturado, ayudarán a iniciar la construcción de la infraestructura a nivel nacional para aislar de manera segura cantidades muy grandes de carbono capturado. Una transición sin sobresaltos hacia un futuro con menos emisiones de carbono, dependerá del suministro constante de hidrocarburos con el fin de mantener una económica estable.

La alteración de la economía mundial relacionada con la pandemia de COVID-19 de 2020 ha puesto de relieve la intrincada relación que existe entre nuestro suministro de energía, la fortaleza económica de la sociedad y la salud física de la humanidad. Los suministros de petróleo y gas natural son cruciales para todos los sectores de la sociedad involucrados con la lucha contra el virus: se necesitan para abastecer de combustible a las ambulancias de emergencias, proporcionar energía a los hospitales y proveer materias primas para elaborar medicamentos que salvan vidas y para los equipos de protección personal

que necesitan los trabajadores de la salud. Al mismo tiempo, la suspensión de los viajes y la reducción de las interacciones humanas en un esfuerzo por contener la propagación del virus han provocado una caída en la demanda mundial de petróleo y gas natural.

Los precios han caído, con las consiguientes pérdidas de empleo en el sector del petróleo y del gas natural y quiebras en la industria que, a su vez, reducen nuestras posibilidades de mantener la producción de hidrocarburos y disminuyen los beneficios que estos brindan. La suspensión de actividades a nivel nacional, en respuesta a la pandemia en abril de 2020, trae como consecuencia una disminución del

50 % en la demanda de gasolina subraya. Este último punto demuestra la dependencia de hidrocarburos en nuestro estilo de vida moderno.

La capacidad de recuperación del sector energético de EE. UU. ha quedado demostrada por un sinfín de fluctuaciones en los precios de los productos básicos durante muchas décadas. Los precios del petróleo crudo y del gas natural estadounidenses han variado un 100 % o más por debajo y por encima de su precio promedio durante las últimas dos décadas solamente (consulte la Figura 23). En estos momentos difíciles la industria ha desarrollado e implementado nuevas tecnologías que hacen un cambio a este paradigma.

Figura 23

Precios del petróleo crudo y del gas natural estadounidenses entre 1997 y 2020⁹⁵

Las grandes fluctuaciones en los precios del petróleo y del gas natural han dado muchas veces lugar al desarrollo de nuevas tecnologías.



A medida que el mundo se orienta hacia un futuro con menores emisiones de carbono, la producción de petróleo y gas natural seguirá siendo una parte fundamental de esa transición.

La continuidad de la producción asequible de petróleo y gas natural seguirá siendo un componente esencial para la vitalidad económica de nuestra nación y los estándares de vida de los estadounidenses.

Y un factor clave para asegurar el acceso económico a suministros domésticos seguros y asequibles de petróleo y gas natural ha sido y seguirá siendo la innovación en la tecnología de extracción de petróleo y gas natural.



La continuidad de la producción asequible de petróleo y gas natural seguirá siendo un componente esencial para la vitalidad económica de nuestra nación y los estándares de vida de los estadounidenses.



Las innovaciones tecnológicas continúan en el sector de hidrocarburos en respuesta a la reducción de la demanda y a la caída de los precios en baja, esto incluye:

- Aplicar métodos de perforación horizontal de menor costo y otros enfoques innovadores para aumentar la extracción en campos convencionales maduros que aún contienen volúmenes considerables de petróleo y gas natural, que son operados por pequeñas empresas.
- Capturar de manera rentable y utilizar dióxido de carbono antropogénico para EOR a partir de yacimientos de petróleo convencionales y de areniscas compactas.
- Reducir el costo de la producción tanto en tierra como en alta mar mediante el uso innovador de sensores remotos, inteligencia artificial y robótica, análisis de datos y aprendizaje automático.
- Desarrollar métodos rentables para producir recursos aún poco desarrollados, como los hidratos de metano, que constituyen una fuente de energía con menores emisiones.

Todas estas oportunidades exigen inversiones sostenidas en investigación y desarrollo para promover aún más el conocimiento científico y la innovación tecnológica.

Las inversiones realizadas durante las décadas recientes permitieron que Estados Unidos se convirtiera en líder mundial en la producción de petróleo y gas natural, lo cual ha traído muchos beneficios a la sociedad en términos de economía y comodidad. Las inversiones sostenidas en investigación y desarrollo son vitales para que Estados Unidos mantenga su liderazgo y competitividad tecnológica en los mercados de energía mundiales.

El petróleo y el gas natural continuarán desempeñando un papel importante en el suministro energético futuro de la nación. A medida que los estadounidenses se levantan para afrontar nuevos desafíos, la innovación tecnológica seguirá siendo un pilar para que nuestro país sostenga el suministro de energía nacional que es esencial para brindarnos seguridad energética y sustentar nuestra calidad de vida.

GLOSARIO

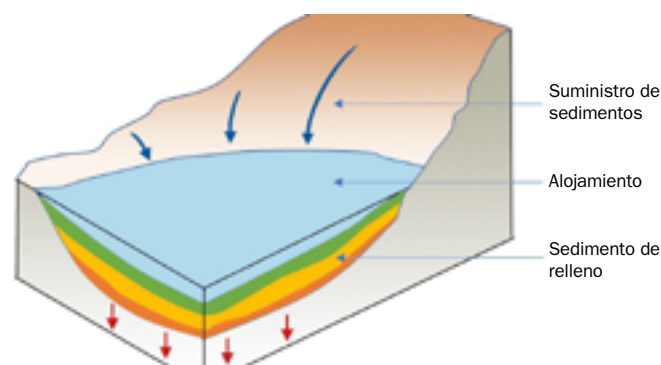
CUENCA DE ANADARKO – Una cuenca sedimentaria con ubicación centro en la parte occidental de Oklahoma y el mango de Texas, que se extiende hacia el suroeste de Kansas y el sureste de Colorado.

ANTRIM SHALE – Una formación de un depósito que data del periodo Devónico (consulte la escala de tiempo geológico), el cual produce gas natural que se localiza en la Cuenca de Michigan, una cuenca geológica ubicada en la península inferior de Michigan. Es una fuente de gas natural en la parte norte de la cuenca. Antrim Shale es una piedra café/negra, de composición de esquito (i.e., *shale*) altamente orgánica, con un espesor que varía entre 60 y 220 pies.⁹⁶

CUENCA DE LOS APALACHES – La Cuenca de los Apalaches contiene roca sedimentaria que data del periodo Cámbrico temprano al Pérmico temprano. De norte a sur, la Cuenca de los Apalaches cruza New York, Pennsylvania, el este de Ohio, West Virginia, el oeste de Maryland, el este de Kentucky, el oeste de Virginia, el este de Tennessee, el noroeste de Georgia y el noreste de Alabama. Marcellus Shale es un esquito orgánico del periodo Devónico depositado en la Cuenca de los Apalaches, el cual ha tenido recientes descubrimientos de yacimientos comerciales de gas natural y líquidos.

GAS ASOCIADO – Gas natural que acompaña al petróleo, ya sea disuelto en el crudo o como una “capa gasífera” libre, ubicada sobre el nivel del crudo dentro del yacimiento. El gas disuelto se separa del crudo en la superficie y se vende por separado. En el caso de que el mercado no justifique la venta de este producto, el gas asociado es quemado en la superficie.

CUENCA – Un área baja en la corteza terrestre compuesta por sedimentos que fueron creados por movimientos en corteza a gran escala. Las cuencas sedimentarias varían en tamaño, unas están localizadas a tan solo cientos de metros de profundidad y otras más grandes hacen parte de las cuencas oceánicas. En general, las formaciones en los yacimientos de petróleo y de gas natural se componen de sedimentos depositados en las cuentas de millones de años de antigüedad.⁹⁷



BAKKEN SHALE – Una formación de un yacimiento de petróleo y gas natural del periodo Devónico tardío al Misisípico temprano que se encuentra dentro de la Cuenca de Williston. Esta formación subyace en el estado de Montana y North Dakota en los Estados Unidos, y en las dos provincias en Canadá llamadas Saskatchewan y Manitoba.

BARNETT SHALE – Una formación de un depósito de petróleo y gas natural que data del Misisípico temprano y que se encuentra en la Cuenca de Forth Worth, Texas. La extensión productiva del Barnett Shale fue descubierta por Mitchell Energy en 1981.⁹⁸

CANA-WOODFORD SHALE – Una sección geográfica del Woodford Shale abundante en petróleo, que subyace varios condados en la zona oeste del estado de Oklahoma. El nombre se deriva del condado de Canadian en Oklahoma, pero también se le conoce por el nombre de Anadarko-Woodford. Este sedimento data del periodo Devónico tardío y la parte más alta data del Misisípico temprano. Woodford Shale cubre se localiza en el estado de Oklahoma y es reconocido como uno de los yacimientos más complejos, a comparación de otros *shales* negros del periodo Devónico en Norteamérica.⁹⁹

CAPTURA, USO Y ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO (CCUS, por sus siglas en inglés) – La práctica de capturar el dióxido de carbono de algún proceso industrial (p. ej., combustión de carbón o la producción de etanol) con el fin de ser utilizado en otros sectores de comercio o industria (p. ej., recuperación de petróleo mejorado con dióxido de carbono), o inyectarlo de manera permanente en la profundidad del subsuelo en campos de petróleo agotados o en formaciones salinas.

RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO CON DIÓXIDO DE CARBONO (CO₂-EOR) – El dióxido de carbono es miscible con el petróleo crudo. Es decir, se mezcla con él en todas las proporciones sin un contacto interfacial (por ejemplo, con aceite y agua). Si se inyecta dióxido de carbono a alta presión en un yacimiento de petróleo donde queda petróleo residual después de la producción, esta miscibilidad permite que el dióxido de carbono disuelva el petróleo y, cuando se inyecta agua posteriormente, desplaza las gotas de petróleo acumuladas hacia un pozo de producción. Este proceso mejora la recuperación general de petróleo del yacimiento que de otra forma se consideraría agotado.

ROCAS CARBONATADAS (DOLOMÍTICA Y CALIZA) – Una clase de rocas sedimentarias compuestas principalmente de minerales carbonatados. Los dos tipos principales son la caliza, que se compone de calcita o aragonita (diversas formas cristalinas de CaCO₃) y la dolomítica, que se compone de dolomía mineral (CaMg(CO₃)₂).



POZOS DE INYECCIÓN DE AGUA CLASE II – Estos pozos, clasificados por la Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU. (EPA, por sus siglas en inglés), solo pueden ser adaptados o perforados para inyectar fluidos asociados con la producción de petróleo y de gas natural. La inyección de estos fluidos son principalmente las salmueras (agua salada) que salen a la superficie durante la producción de petróleo y de gas natural y son reinyectados en el subsuelo. En los Estados Unidos se inyectan en pozos Clase II más de dos mil millones de galones de fluidos al día, aproximadamente. Estos volúmenes de fluido varían cada año según la demanda en la producción de petróleo y gas natural. En los Estados Unidos hay alrededor de 180,000 pozos Clase II en funcionamiento, cuya mayoría se encuentran en Texas, California, Oklahoma y Kansas.¹⁰⁰

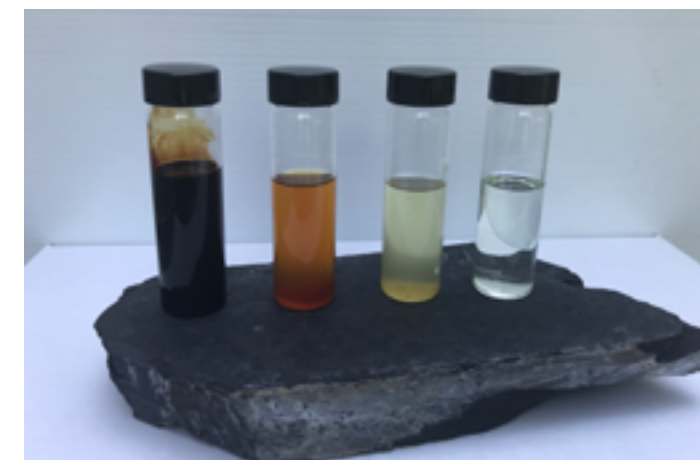
RECURSOS DE METANO EN CAPAS DE CARBÓN (CBM, por sus siglas en inglés) – El carbón es un producto de material orgánico que fue comprimido a lo largo del tiempo geológico. Este yacimiento tiene moléculas de metano, que fueron absorbidas en la matriz del carbón o se conservan en las fracturas del estrato de carbón. El metano liberado, conocido como metano en capas de carbón, ocurre cuando se reduce la presión en el yacimiento por medio de la extracción en la minería, o cuando el agua en las fracturas es extraída por medio de un pozo. Estratos de carbón localizados a grandes profundidades, no explotables por medio de la minería convencional, se han aprovechado para producir este gas natural en algunas zonas de los Estados Unidos.

COMBINACIÓN DE CALOR Y ELECTRICIDAD (CHP, por sus siglas en inglés) – La CHP es una tecnología de bajo consumo de energía que genera electricidad y atrapa el calor que de otra forma se desperdiciaría para generar energía térmica (como vapor o agua caliente), cuyo fin es para calentar o enfriar espacios, producir agua caliente de uso doméstico y en procesos industriales. La CHP se puede encontrar en un edificio individual o en servicios públicos, pero generalmente se encuentra en centros donde exista la necesidad de energía térmica o de electricidad. La CHP puede lograr eficiencias de más del 80 por ciento, comparadas con el 50 por ciento de la generación de electricidad convencional y de una caldera en el sitio.¹⁰¹

MODELADO COMPOSICIONAL (O SIMULACIÓN) DE YACIMIENTOS

– El modelado composicional de yacimientos implica el uso de modelos matemáticos para predecir el flujo de los fluidos (comúnmente, petróleo, agua y gas natural), a través de medios porosos. Este tipo de simulador calcula los cambios en presión-volumen-temperatura (PVT), en las distintas fases petróleo y gas natural en la roca mientras se lleva a cabo su producción. El modelado composicional de yacimientos se utiliza para simular inyecciones de recuperación mejorada de petróleo con dióxido de carbono (CO₂-EOR) o para calcular la producción de yacimientos que contienen crudos de petróleo o condensados.

CONDENSADO – Un hidrocarburo líquido ligero (de baja densidad) que suele encontrarse acompañado de gas natural. Existe en fase líquida o gaseosa, dependiendo de las condiciones de temperatura y presión. El condensado suele estar presente como un gas en el yacimiento, pero se condensa en estado líquido en la superficie a medida que se produce de manera emergente en el pozo. Compuesto principalmente de propano, butano y pentano, mezclados con fracciones de hidrocarburos con mayor cantidad de carbono, el condensado suele tener un color más claro que el petróleo crudo. En la imagen de abajo, de izquierda a derecha: Petróleo crudo, condensado, condensado ligero y combustible refinado colocado en una roca de yacimiento *shale*.



PETRÓLEO CONVENCIONAL – Petróleo que se produce de yacimientos normales, en lugar de yacimientos “no convencionales”. Las rocas de los yacimientos convencionales suelen ser areniscas porosas y permeables, conglomerados, calizas o dolomíticas a las que los hidrocarburos se han desplazado desde las rocas “fuente” de donde se formó el petróleo o gas natural a lo largo del tiempo geológico.

ZONA NÚCLEO – El área productiva de gas *shale* o de petróleo *shale*, en la cual los pozos tienen el mejor rendimiento sobre el capital empleado. Los pozos perforados en la zona núcleo tienen las tasas de producción inicial más altas en el campo petrolero y cuentan con la mayor producción total estimada debido a una combinación de geología favorable, el precio inicial por hectárea y derechos de mineralaje más convenientes. Las formaciones de *shale* varían en espesor, profundidad, contenido orgánico y mineralogía a través de la extensión productiva. El área de la extensión productiva se encuentra donde confluyen de forma óptima estos parámetros y ofrecen el mejor desarrollo económico.

VETAS DE CARBÓN PROFUNDO – Formaciones de carbón que son demasiado profundas para la extracción, pero siguen siendo fuentes de metano en capas de carbón que se pueden recuperar a través de los pozos.

AGUAS PROFUNDAS – Por lo general, las aguas marinas que se encuentran a una profundidad superior a los 1,000 pies. Las aguas ultraprofundas tienen una profundidad de 7,000 a 12,000 pies.

EAGLEFORD SHALE – Una formación de un depósito de petróleo y gas natural del periodo Cretácico tardío en gran parte del centro-sur de Texas. El área productiva es de alrededor de 50 millas de ancho por 400 millas de largo, y la formación tiene un espesor promedio de 250 pies y está enterrada entre 4,000 y 12,000 pies por debajo de la superficie, lo que abarca desde la frontera con México hasta el este de Texas. Eagle Ford se compone sobre todo de *shale* marino altamente orgánico con capas de caliza interestratificadas.¹⁰²

BOMBA ELÉCTRICA SUMERGIBLE (ESP, por sus siglas en inglés)

– Un dispositivo de bombeo de pozos que incluye un motor eléctrico con sello hermético acoplado a una bomba de fluidos. El dispositivo se sumerge en la parte inferior de la tubería de revestimiento del pozo y se activa desde la superficie por medio de un conducto eléctrico. Una vez en funcionamiento, la bomba mueve los fluidos entrando en el pozo de sondeo por la tubería de revestimiento. Este sistema se puede adaptar a varios niveles de bombeo.

GEMELO DIGITAL ELECTRÓNICO – Una versión digital, la cual hace parte de la base del software que simula el comportamiento del sistema en distintos escenarios. Estos gemelos digitales pueden ser utilizados para analizar variaciones en las prácticas operativas o crear protocolos de seguridad sin necesidad de hacer cambios en el sistema físico.

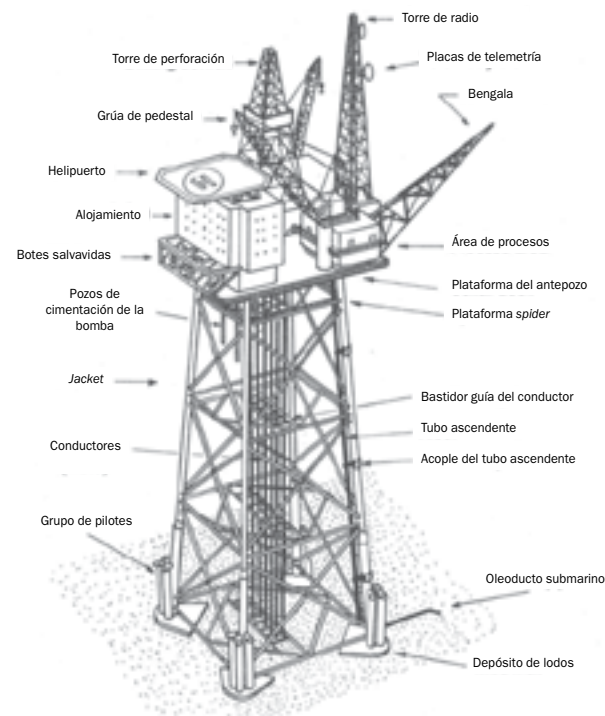
PRODUCCIÓN TOTAL ESPERADA O ESTIMADA (EUR, por sus siglas en inglés)

– El volumen de petróleo o gas natural que se calcula durante la producción (vida útil) del pozo, de acuerdo con ciertos parámetros económicos y operativos. Las estimaciones de EUR se pueden realizar al modelar el comportamiento del pozo o por medio de herramientas matemáticas más sencillas para extrapolar el comportamiento de la producción basado en valores analógicos de los pozos.

PRODUCCIÓN DE GAS TOTAL ESPERADA (EUG, por sus siglas en inglés) – Consulte Producción Total Esperada o Estimada (EUR).

FAYETTEVILLE SHALE – Una formación de un depósito de petróleo y de gas natural del periodo Misisípico compuesta de *shale* negro altamente orgánico y ubicada dentro de la Cuenca de Arkoma al norte de Arkansas y Oklahoma. Adopta el nombre de la ciudad de Fayetteville, Arkansas.

PLATAFORMA FIJA AL LECHO MARINO – Una plataforma fija compuesta por un conjunto de patas tubulares de acero soldado (llamado *jacket*), una o varias plataformas e instalaciones de superficie. El *jacket* y las cubiertas conforman la base de las instalaciones de superficie que pueden incluir un equipo de perforación, cabezas de pozos, equipo de producción y alojamientos. Los pilotes que van al lecho marino fijan las patas *jacket* en su lugar. La profundidad del agua en la ubicación deseada dicta la altura necesaria de la plataforma, que por lo general se construye en tierra y se traslada al lugar en una embarcación.¹⁰³



PLATAFORMA FLOTANTE – Estructuras costa afuera diseñadas para perforar, producir, e incluso procesar y almacenar de forma temporal el petróleo crudo y el gas natural en formaciones de aguas profundas. Plataformas con piernas de tensión y las plataformas Spar (fijadas al lecho marino con líneas de amarre en lugar de cables de piernas de tensión vertical); son dos tipos. La plataforma de perforación flotante y buque perforador se utiliza para perforar pozos que, en última instancia, se pueden producir por medio de bombas submarinas.

CAPACIDAD DE FLUJO – El producto de la permeabilidad (en milidarcios o mD) por el espesor del intervalo del yacimiento, que se mide en mD-pies (o mD-metros). Un intervalo de terminación en un yacimiento grueso con baja permeabilidad podría tener una capacidad de flujo similar a la de un intervalo de terminación en un yacimiento delgado con alta permeabilidad.

AGUA DE CONTRAFLUJO – Es una mezcla de fluido de fracturación y agua de la formación que fluye de regreso una vez que se pone en producción un pozo después de un tratamiento de fracturación hidráulica. Esta agua tiene aditivos químicos, sedimento de la formación, y suele contener altas concentraciones de sales inorgánicas y otros contaminantes. El contraflujo posterior a la fractura puede continuar durante días o semanas y el volumen disminuye con el paso del tiempo. Lo ideal es que el agua de contraflujo sea capturada y reciclada para tratamientos de fracturación y estimulación en otros pozos, lo que elimina la necesidad de pozos de inyección de agua no tratada en el subsuelo.

ESCALA DE TIEMPO GEOLÓGICO – Un sistema de fechado cronológico que relaciona los estratos geológicos (estratigrafía) con el tiempo. La usan los geólogos, paleontólogos y otros científicos para describir la cronología y las relaciones de los eventos que han ocurrido en la historia de la Tierra. La escala se divide en cuatro eones. Los eones más recientes se dividen en eras, periodos y épocas. Los periodos se subdividen en temprano, medio y tardío (progresivamente más recientes).¹⁰⁴

Eon	Era	Period	Epoch	Time
Phanerozoic	Cenozoic	Quaternary	Holocene	Today
			Pleistocene	11.8 Thousand years ago (Ka)
		Neogene	Pliocene	
			Miocene	
		Paleogene	Oligocene	
	Eocene			
	Paleocene			
	Mesozoic	Cretaceous	Jurassic	66 Million years ago (Ma)
			Triassic	
			Permian	252 Ma
Paleozoic		Carboniferous	Pennsylvanian	
			Mississippian	
		Devonian		
		Ordovician		
Cambrian				
Proterozoic			541 Ma	
Archean			2.5 Ga	
Hadean			4.0 Ga	
			4.54 Ga	
			2.5 Billion years ago (Ga)	

FLUJO DE DIÓXIDO DE CARBONO ESTABLE GRAVITACIONAL

– En la inyección terciaria *EOR*, el dióxido de carbono se inyecta en la parte superior de un yacimiento cuya estructura tiene una pendiente marcada, la cual permite que el dióxido de carbono se expanda hacia abajo mientras la inyección continúa, aprovechando la diferencia de densidades entre el dióxido de carbono más ligero de la superficie y la capa de petróleo residual más pesado debajo. Durante este proceso, el flujo estable de producción de petróleo se localiza en la parte inferior de la zona petrolífera. Se considera que este método es particularmente apto para los yacimientos de roca arenisca de pendiente marcada y alta permeabilidad como estructuras de domos salinos costa afuera del Golfo de México, donde se almacena petróleo residual.

TERMINACIÓN DE POZOS VERDES – Un proceso de terminación del pozo en donde el gas natural producido no se ventila ni se quema, sino que se separa de los fluidos de retorno a través del equipo de producción. El gas natural es tratado y enviado por una tubería dedicada para venta de gas natural. Hidrocarburos líquidos también se pueden recolectar y vender mediante este proceso. El agua producida se almacena en tanques de agua o en una pileta de reserva para su posterior tratamiento o desecho. Durante el proceso de terminación del pozo, varios equipos son utilizados para minimizar las emisiones de metano hacia la atmósfera.

GAS DE EFECTO INVERNADERO (GHG, por sus siglas en inglés)

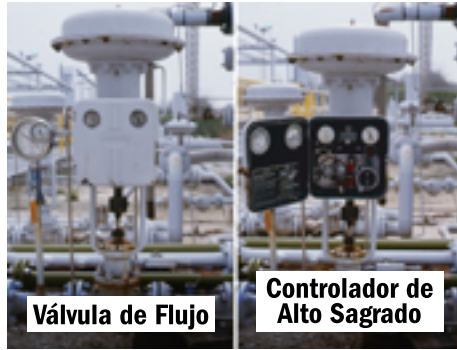
– Un gas que absorbe y emite energía radiante dentro del rango infrarrojo térmico. Estos gases provocan el efecto invernadero en los planetas. Los principales gases de efecto invernadero en la atmósfera terrestre son el vapor de agua, el dióxido de carbono, el metano, el óxido nitroso y el ozono.¹⁰⁵

HAYNESVILLE SHALE – Una formación de un depósito de gas natural del periodo Jurásico que subyace en el suroeste de Arkansas, el noroeste de Louisiana y el este de Texas. Tiene un espesor promedio de 200 a 300 pies, se encuentra a profundidades de 10,500 a 14,000 pies por debajo de la superficie terrestre, y produce gas seco (poco líquido). El Haynesville Shale es un esquivo arcilloso geológicamente heterogéneo con cantidades variables de arcilla y de material carbonado, tanto horizontal como vertical.¹⁰⁶

PRECIO HENRY HUB

– Por lo general, el gas natural que se produce en cierto lugar se cotiza de acuerdo a la diferencia de precio entre un lugar de referencia específico, con la diferencia de precio basado en las condiciones del mercado regional que incluye los costos de transporte y la capacidad de transmisión disponible entre los lugares. El lugar de referencia elegido por la industria para este fin es un centro de distribución de gas en el sistema de oleoductos de Erath, Louisiana, que se interconecta con una docena de oleoductos, llamado Henry Hub. Este nivel de interconexión permite que los transportistas y comerciantes de gas natural tengan acceso a los oleoductos que abastecen los mercados de los Estados Unidos. Los precios en el Henry Hub son basados en suministro y demanda independiente de gas natural, por lo que sirve como precio de referencia del gas natural en los EE. UU.

CONTROLES NEUMÁTICOS DE PURGA ALTA – Las válvulas dentro de las líneas de conducción asociadas con un pozo o con el equipo vinculado de producción de petróleo y gas natural suelen abrirse y cerrarse por medio de un sistema neumático que depende del gas natural presurizado desviado desde el sistema de producción. Las válvulas se ponen en funcionamiento a través de un control que, de forma rutinaria, libera (purga) pequeños volúmenes del gas. Los dispositivos modernos alternativos de “purga a tasa baja” diseñados para liberar una menor cantidad de gas poco a poco reemplazan al equipo antiguo conocido como dispositivos de “purga alta”.



PERFORACIÓN HORIZONTAL Y TRAMOS LATERALES

HORIZONTALES – Un pozo horizontal para producción de petróleo o de gas natural es orientado a un ángulo de al menos 80 grados desde la posición vertical. Después de que un pozo se desvía del tramo vertical a través de una curva de radio específico, la parte horizontal del pozo se conoce como tramo lateral horizontal. Algunos pozos modernos de *shale* tienen tramos laterales de hasta 20,000 pies de largo a 10,000 pies de profundidad.

FRACTURACIÓN HIDRÁULICA O FRACKING – Un tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y de gas natural. Fluidos con diseños técnicos especiales (incluye agua, arena y sustancias químicas) son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar del pozo, produciendo la apertura de una fractura vertical. El objetivo de este tratamiento es fracturar la formación rocosa para crear y extender nuevas fracturas en la roca, así como aumentar el tamaño, la magnitud y la conectividad de las fracturas existentes. El apuntalante, tal como los granos de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. La técnica se usa en rocas de baja permeabilidad como la arenisca de grano apretado, la arcilla compacta y algunas capas de hulla para aumentar el flujo de petróleo crudo y de gas natural hacia el intervalo del pozo.

HIDROCARBUROS – Compuestos orgánicos que contienen átomos de hidrógeno y de carbono. Los hidrocarburos más simples son el metano (CH₄), el etano (C₂H₆), el propano (C₃H₈), el butano (C₄H₁₀), el pentano (C₅H₁₂) y el hexano (C₆H₁₄). El gas natural es principalmente metano, pero también incluye cierta cantidad de los otros compuestos. El petróleo crudo contiene más hidrocarburos complejos que tienen más átomos de hidrógeno y de carbono que se combinan en estructuras complicadas y en cadenas de moléculas más largas que incluyen otros átomos.

SISMICIDAD INDUCIDA – Eventos sísmicos y temblores comúnmente menores que son provocados por la actividad humana y que alteran la tensión estructural y las presiones en la corteza terrestre. La mayoría de la sismicidad inducida es de baja magnitud, no perceptible por el ser humano. En tiempos recientes, el bombeo de grandes volúmenes de agua de contraflujo no tratada es inyectada en los pozos de desecho. Este proceso ha generado un aumento notable en la sismicidad inducida cerca de pozos de desecho en Oklahoma y en Texas.

GAS NATURAL LICUADO (LNG, por sus siglas en inglés) – Gas natural que ha sido limpiado, secado y comprimido a una fase líquida y que se mantiene bajo presión a una temperatura baja. El LNG es una forma concentrada del gas natural que se puede transportar como un líquido en remolques, oleoductos o buques grandes y después se regasifica y se coloca en una tubería para distribuirlo a los consumidores.

REGISTRO MIENTRAS SE PERFORA (LWD, por sus siglas en inglés) – La medición de las propiedades de una formación durante la excavación del pozo, o inmediatamente después de la excavación, a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo. El método LWD, aunque riesgoso y caro en ciertas ocasiones, presenta la ventaja de medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación en tiempo real o casi en tiempo real. Por otra parte, muchos pozos resultan difíciles o incluso imposibles de medir con herramientas convencionales operadas con cable, especialmente los pozos altamente desviados. En estas situaciones, la medición LWD garantiza la captura de alguna medición del subsuelo en caso que las operaciones con cable no sean posibles. Los datos LWD obtenidos en forma oportuna también pueden ser utilizados para guiar el emplazamiento del pozo de modo que éste permanezca en la zona de interés o en la porción más productiva de un yacimiento, tal como en los yacimientos altamente variables de lutita.

UNIDADES DE BOMBEO DE CARRERA LARGA – Un tipo de equipo de producción de pozo que realiza bombeos más prolongados (con una carrera larga de más de 35 pies) que da más tiempo para que los fluidos entren al suministro de bomba en el fondo del pozo antes de que sean elevados a la superficie. Esto requiere menos bombeos por barril producido, lo que aumenta la vida del equipo, y a su vez genera menos fallas mecánicas en la bomba en el fondo del pozo.

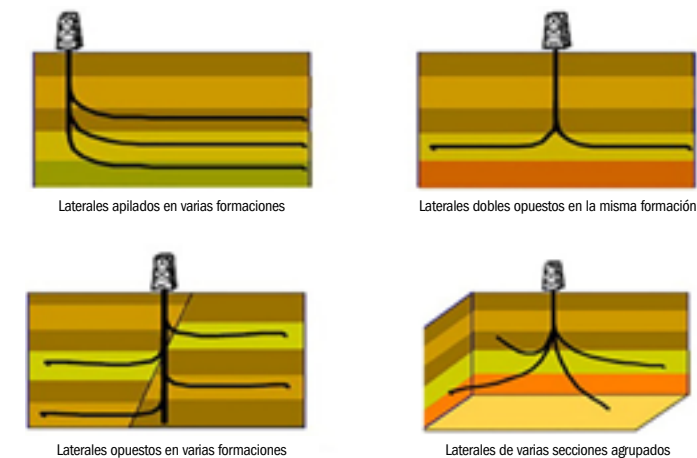
MARCELLUS SHALE – Una formación con un gran yacimiento de gas natural del periodo Devónico medio que se encuentra en el este de la Cuenca de los Apalaches en los Estados Unidos. Recibe su nombre de un afloramiento cerca del pueblo de Marcellus, New York, y consiste predominantemente de *shale* orgánico negro y algunos lechos de piedra caliza. Se extiende desde el norte del estado de New York, pasando por Pennsylvania hasta West Virginia y parte del oeste de Ohio. A la fecha, la mayor parte del desarrollo de Marcellus Shale ha ocurrido en Pennsylvania, sobre todo en las zonas suroeste y noreste del estado.

ADQUISICIÓN DE MEDICIONES DIRECCIONALES MIENTRAS SE PERFORA (MWD, por sus siglas en inglés) – La MWD es similar al LWD, pero la MWD se refiere a las mediciones direccionales que se realizan para asegurar el funcionamiento continuo de la actividad de perforación, mientras que el LWD se refiere a las mediciones de las características de la formación geológica que se va a penetrar y que se realizan durante la perforación.

CONTROL DE MOVILIDAD – Una condición durante los procesos mejorados de extracción de petróleo (*EOR*, por sus siglas en inglés) por la cual la movilidad del inyectante (p. ej., dióxido de carbono) es más baja que la del petróleo, que recibe un desplazamiento estable por el inyectante (p. ej., menor digitación de un inyectante de alta movilidad por la zona petrolífera). Comúnmente, el material que se usa para reducir la movilidad del inyectante es un polímero soluble que aumenta su viscosidad. La movilidad del dióxido de carbono se puede reducir mediante la adición de espumas de polímero o con sustancias de agente tensoactivo.

FRACTURACIÓN HIDRÁULICA POR ETAPAS – Proceso de fracturación hidráulica que implica el bombeo repetitivo de fluido de fracturación y de apuntalante hacia los intervalos perforados del pozo. Por lo general, este proceso comienza en la “punta” del extremo más lejano del tramo lateral horizontal y continúa en etapas a lo largo del lateral de regreso hacia la porción vertical del pozo. Una vez que se fractura adecuadamente cada intervalo, o etapa, las bombas de inyección se apagan y el proceso se repite. La cantidad de etapas depende de la longitud lateral del pozo, pero no es inusual que sean 20 etapas o más. Terminar las etapas planeadas puede tomar de tres a cuatro días. Luego, se instala el equipo de pruebas de flujo y de producción.

PERFORACIÓN MULTILATERAL – Un tipo de perforación horizontal en el cual varias secciones del pozo horizontal salen desde el pozo vertical. Existen varias categorías de pozos multilaterales que se basan en la forma en la que se perforan, se recubren y se cimentan los pozos. En años recientes, la tecnología multilateral ha avanzado y se ha aplicado en la producción de petróleo pesado.¹⁰⁷



LÍQUIDOS DE GAS NATURAL – Los líquidos de gas natural (NGL, por sus siglas en inglés) son hidrocarburos, de la misma familia de las moléculas del gas natural y del petróleo crudo, compuestos únicamente de carbono e hidrógeno, con pocos átomos de carbono. El etano (dos átomos de carbono), el propano (tres), el butano (cuatro), el isobuteno (cuatro) y el pentano (cinco) son NGL. A menudo se encuentran y se producen junto con el gas natural (metano, que solo tiene un átomo de carbono), y suelen tener estado gaseoso en el depósito, pero se separan del metano en forma de líquidos en la superficie.

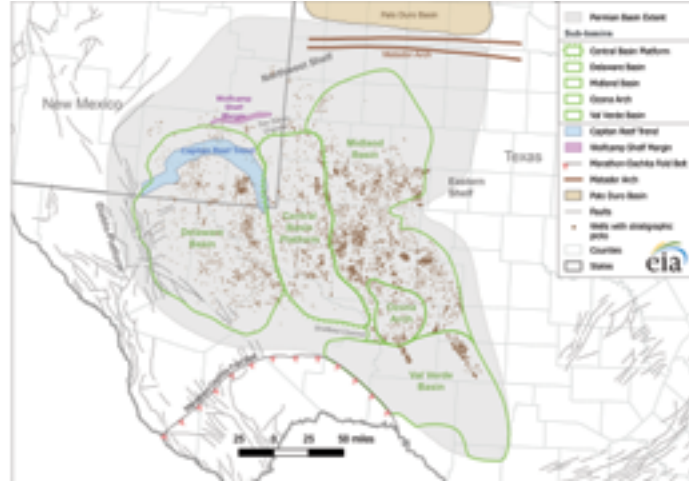
BASE DE ENERGÍA NETA – Aunque Estados Unidos importa petróleo crudo, gas natural licuado, gas natural por gasoducto, líquidos del gas natural y productos de petróleo refinado, también exporta cada uno de ellos. Según los cálculos netos de todas las importaciones y exportaciones de energía, Estados Unidos se considera un país independiente de energía cuando la base de energía neta es positiva (el valor de las exportaciones menos las importaciones es positivo).

ESQUISITOS (SHALES) ALTAMENTE ORGÁNICOS – Rocas sedimentarias altamente orgánicas que contienen cantidades importantes (>3 por ciento) de carbono orgánico. El *shale* negro es un ejemplo donde el material orgánico se disemina por toda la roca de grano fino y le da un color oscuro uniforme. Estas rocas sedimentarias altamente orgánicas pueden actuar como rocas “madre” que generan hidrocarburos que se transfieren y se acumulan en otras rocas sedimentarias “yacimientos”.



PERMEABILIDAD (CAPACIDAD DE FLUJO) – La medida en la capacidad que tiene un material poroso (como una roca) para permitir que los fluidos pasen a través de él. La permeabilidad de una roca está relacionada con su porosidad (el porcentaje de volumen de poros o espacio poroso que puede contener fluidos), y con el tamaño y la forma de los poros en el medio y su grado de conectividad. La capacidad de flujo es el producto de la permeabilidad de la roca del depósito por el espesor del intervalo de la zona de producción.

CUENCA PÉRMICA – Una gran cuenca sedimentaria que se encuentra al oeste de Texas y en el sureste de New Mexico. Es uno de los depósitos de roca más gruesos del mundo y data del periodo geológico Pérmico. La Cuenca Pérmica se compone de varias cuencas: Cuenca de Midland, Cuenca de Delaware y Cuenca de Val Verde. Existen varias formaciones de petróleo apretado que se están desarrollando en la actualidad con perforación horizontal y un alto volumen de fracturación hidráulica. Esto ha ocasionado un crecimiento enorme en la producción de petróleo y gas natural en un área productora que ha sido prolífica durante muchas décadas.¹⁰⁸

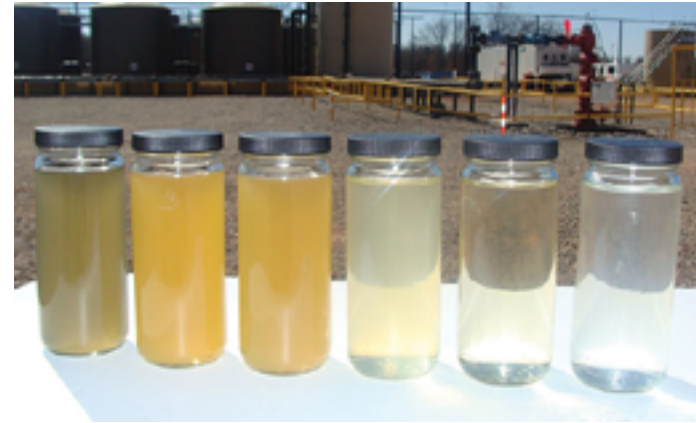


EXTENSIÓN PRODUCTIVA – Un área de exploración y producción donde se presentan posibles acumulaciones de hidrocarburos que son reguladas por el mismo conjunto de circunstancias geológicas. Por ejemplo, las extensiones productivas de gas *shale* en los Estados Unidos, que reciben el nombre de una formación productiva, incluyen Barnett, Eagle Ford, Fayetteville, Haynesville, Marcellus y Woodford, entre otras.

GARGANTA DE PORO – En una roca intergranular, el espacio poral pequeño existente en el punto donde se unen dos granos, que conecta dos volúmenes porales más grandes. El número, tamaño y distribución de las gargantas de poros controlan muchas de las características de resistividad, flujo y presión capilar de la roca.

AGOTAMIENTO DE PRESIÓN – Uno de los mecanismos por los que se producen fluidos en los yacimientos de petróleo y de gas. Cuando se extraen fluidos (gas, petróleo o agua) a través de un pozo de un depósito acotado que, al principio, se encuentra bajo presión debido a su profundidad, la presión del yacimiento disminuye. A medida que la presión baja debido a la producción continua, la energía disponible para sacar los fluidos del yacimiento también disminuye, lo que deja volúmenes importantes de fluido en el sitio. El flujo de agua contrarresta este efecto en yacimientos que están rodeados por acuíferos o están debajo de ellos (partes saturadas de agua). De la misma forma, la presencia de un casquete de gas sobre la capa de petróleo puede demorar el agotamiento de presión.

AGUA PRODUCIDA – Agua que, de forma natural, sale del suelo junto con el petróleo y el gas natural. La mayoría de las rocas de petróleo y gas natural también contienen agua. Cuando se extrae el petróleo o el gas natural de estas rocas, una porción del agua también sale. El agua producida a menudo contiene sales y minerales que se consideran salmueras.



APUNTALANTE – Partículas de determinado tamaño que son mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las fracturas abiertas después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Además de los granos de arena que aparecen naturalmente, también se pueden utilizar agentes de sostén o apuntalantes artificiales o de diseño especial, como arena cubierta con resina o materiales cerámicos de alta resistencia, como la bauxita sinterizada. Los materiales de los agentes de sostén o apuntalantes se clasifican cuidadosamente por su tamaño y esfericidad para brindar un conducto eficiente para la producción de fluido desde el yacimiento hasta el pozo.

PERMEABILIDAD RELATIVA – Cuando diversos fluidos (p. ej., petróleo y agua) circulan a través de roca porosa con un yacimiento de petróleo al mismo tiempo, la permeabilidad de la roca hacia un fluido depende de la saturación de ese fluido conforme el flujo de cada fluido es inhibido por la presencia de otros fluidos. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido en particular, con una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido en condiciones de saturación total. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1,0. El cálculo de la permeabilidad relativa permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su respectiva presencia, ya que la presencia de más de un fluido por lo general inhibe el flujo.

TERMINACIONES CON EMISIONES REDUCIDAS (REC, por sus siglas en inglés) – Consulte terminación de pozos verdes.

ZONAS DE PETRÓLEO RESIDUAL (ROZ, por sus siglas en inglés) – Áreas de petróleo inmóvil que se encuentran por debajo del contacto agua-petróleo de un yacimiento petrolífero convencional. La saturación de petróleo en esta zona es menor que la del intervalo productivo por encima del contacto petróleo-agua, pero debido a la presencia de grandes volúmenes de roca, contiene importantes volúmenes de petróleo. Algunas saturaciones de petróleo de las ROZ son parecidas a los yacimientos que han sido inyectados con agua y, por ende, pueden ser candidatas para inyecciones de dióxido de carbono.

UNIDAD SACROC DEL CAMPO KELLY SNYDER – El *Scurry Area Canyon Reef Operators Committee* (SACROC, por sus siglas en inglés) es una unidad productora de petróleo que comprende uno de los campos petroleros más grandes y antiguos de los Estados Unidos que utiliza inyecciones de dióxido de carbono. La unidad SACROC del campo Kelly Snyder, descubierta en 1948, se encuentra en la Cuenca Pérmica de Texas. En la actualidad, Kinder Morgan, que es propietaria de cerca del 97 por ciento de la participación en SACROC, ha ampliado el desarrollo del proyecto de dióxido de carbono que iniciaron los propietarios anteriores y ha aumentado la producción en años recientes.¹⁰⁹

CRÉDITOS FISCALES DE LA SECCIÓN 45Q – La Sección 45Q del Código Fiscal de los Estados Unidos ofrece un crédito fiscal por tonelada de dióxido de carbono antrópico que se captura. El crédito fue promulgado originalmente por el Congreso en el 2008 para incentivar la reducción de las emisiones de dióxido de carbono y apoyar la recuperación de petróleo mejorada. La ley Bipartita de Presupuesto del 2018 modificó el crédito, amplió su aplicación y puso los beneficios a disposición de más contribuyentes. El crédito fiscal de la Sección 45Q está diseñado para llegar a \$35 por tonelada métrica para la recuperación de petróleo mejorada (EOR) y a \$50 por tonelada métrica para el almacenamiento geológico para el 2026.¹¹⁰

PLATAFORMA SEMISUMERGIBLE – Buque marino que se usa como plataforma de perforación costa afuera y de producción. Tiene buena estabilidad, mejor que el buque perforador, debido a estructuras grandes de tipo pontón, sumergidas por debajo de la superficie del mar. Las cubiertas de operación se encuentran elevadas unos 100 o más pies por encima de los pontones en grandes columnas de acero. Este diseño presenta la ventaja de tener sumergida la mayor parte del área de los componentes en contacto con el mar y de minimizar la carga proveniente de las olas y el viento. Las plataformas semisumergibles pueden operar en un amplio rango de profundidades de agua, incluida el agua profunda. También denominadas como “semisubs” o simplemente “semis” en idioma inglés, estas plataformas pueden ser utilizadas para operaciones de perforación y reparación, y para las plataformas de producción, dependiendo del equipo del que están provistas.



GAS SHALE – Término común para referirse al gas que se produce a partir de yacimientos poco convencionales, principalmente de *shale* de baja permeabilidad, pero también de formaciones con intervalos sin *shale*. El uso de la perforación horizontal y la fracturación hidráulica por etapas permitió lograr tasas de producción económicas de estas rocas que antes eran improductivas, lo que ocasionó el rápido crecimiento de la producción de gas *shale*, con un volumen cada vez mayor de gas *shale* en el mercado proveniente de áreas como el Barnett, Marcellus, Fayetteville, Haynesville, entre otros *shales*.

ROCAS MADRE – Rocas sedimentarias altamente orgánicas de las cuales se han generado o son capaces de generar hidrocarburos.

EXTENSIÓN PRODUCTIVA DE SPRABERRY TREND – Spraberry Trend es un vasto campo petrolífero en la Cuenca Pérmica del oeste de Texas, dentro de la Cuenca de Midland. Todos los yacimientos petrolíferos de Spraberry producen a partir de una enorme unidad sedimentaria llamada Spraberry Sand, que consiste en una mezcla compleja de arenisca de grano fino, lutita y limolita de la edad Pérmica. Las arenas están interestratificadas con los *shales*. A diferencia de muchas de las rocas de los depósitos de petróleo del oeste de Texas, la porosidad muy baja y la permeabilidad dificultan la extracción de petróleo rentable.

STACK/SCOOP – STACK: Sooner Trend (campo petrolífero), Anadarko (Cuenca), Canadian y Kingfisher (condados). **SCOOP:** Provincia petrolera del centro sur de Oklahoma.

REFORMADO DE METANO CON VAPOR DE AGUA (SMR, por sus siglas en inglés) – Un proceso durante el cual se utiliza vapor de agua a alta temperatura para producir hidrógeno a partir de una fuente de metano, como el gas natural. En el SMR, el metano reacciona con el vapor a la presión atmosférica en presencia de un catalizador para producir hidrógeno, monóxido de carbono y una cantidad relativamente pequeña de dióxido de carbono. Luego, en lo que se conoce como “reacción de intercambio agua-gas”, el monóxido de carbono y el vapor de agua reaccionan mediante el uso de un catalizador el cual produce dióxido de carbono y más hidrógeno. En el paso final del proceso, el dióxido de carbono y otras impurezas se eliminan del flujo de gas para dejar, básicamente, hidrógeno puro.

PERFORACIÓN DESFASADA – Un pozo perforado en un momento posterior sobre partes no desarrolladas de una extensión productiva desarrollada de forma parcial.

SISTEMA DE PERFORACIÓN DIRECCIONAL – Una tecnología de perforación que utiliza equipo especializado para fondo de pozo programado por un perforador direccional que transmite comandos por medio de equipo para la superficie (por lo general por medio de fluctuaciones de presión en la columna de lodo o variaciones en la rotación de la sarta de perforación) al que responde la herramienta, girando de forma gradual hacia la dirección deseada. Los comandos del perforador se basan en datos transmitidos a la superficie desde las herramientas de medición mientras se perfora (MWD) dentro de la sarta de perforación cerca de la barrena. Algunos sistemas usan paneles móviles en el exterior de la herramienta que hacen presión contra el pozo y ocasionan que la barrena presione el lado opuesto, lo que provoca un cambio de dirección, y algunos pueden provocar que la dirección de la barrena cambie en relación con el resto de la herramienta al curvar el eje principal que lo atraviesa.

PLANTA SUBMARINA – Conjunto de equipo de producción de petróleo y gas submarino, que se encuentra sobre el lecho marino y sustituye al equipo de producción que suele encontrarse en una plataforma de producción y permite que los fluidos producidos en pozos submarinos se procesen y que el gas y el petróleo separados se trasladen por conductos hacia las plataformas en aguas superficiales o a tierra.

POZO SUBMARINO – Un pozo en el cual el cabezal y el equipo de control de la producción se encuentran ubicados sobre el lecho marino. El equipo del pozo submarino incluye las válvulas, el control de presión y el equipo de detección, así como las líneas de flujo que controlan el flujo de los fluidos desde el pozo hacia una plataforma de producción fija o flotante.

PLATAFORMA DE PATAS DE TENSIÓN – Una estructura flotante amarrada en vertical que se usa para la producción de petróleo y gas natural costa afuera, especialmente apta para profundidades mayores a los 1,000 pies y menores a los 4,900 pies. Un casco elevado soporta la parte superior de la plataforma y compensa su peso. Un conjunto de cables macizos que salen de las patas de tensión fija aseguran la estructura al lecho marino. El sistema de patas de tensión permite un poco de movimiento horizontal ocasionado por las olas, pero no permite movimiento vertical, lo que la hace más estable.

ARENAS COMPACTAS (TGS, por sus siglas en inglés) – Depósitos de arenisca de baja permeabilidad que pueden producir en su gran mayoría gas natural seco. Muchas extensiones productivas de arenisca de baja permeabilidad se desarrollaron usando pozos verticales poco espaciados, que se fracturaron hidráulicamente con tratamientos de gran volumen, antes del más reciente crecimiento del desarrollo de extensiones productivas de gas *shale*. Los yacimientos en las formaciones Muddy Sandstone/J Sandstone en la Cuenca de Denver en Colorado, y los yacimientos en formaciones de Mesaverde Group en la Cuenca de Piceance en Colorado, son ejemplos de formaciones compuestas por arenas compactas.

PETRÓLEO APRETADO O TIGHT OIL – Término común para referirse al petróleo que se produce a partir de rocas no convencionales, principalmente *shale* de baja permeabilidad, como también de formaciones con intervalos sin *shale* como los carbonatos de baja permeabilidad y la arenisca. El uso de la perforación horizontal y la fracturación hidráulica por etapas permitió lograr tasas de producción económicas a partir de estas rocas que antes eran improductivas, lo que ocasionó el rápido crecimiento de la producción de petróleo apretado o *tight oil* con un volumen cada vez mayor de petróleo en el mercado proveniente de *shales* y carbonatos en la Cuenca Pérmica y *shales* en Wolfcamp, Bakken, Eagle Ford, entre otros.

AGUAS ULTRAPROFUNDAS – Por lo general, las aguas marinas que se encuentran a profundidades entre 7,000 y 12,000 pies.

CRUDO NO CONVENCIONAL – Consulte petróleo apretado o *tight oil*.

UTICA SHALE – Una formación con un gran yacimiento de petróleo y gas natural del periodo Ordovícico alto, ubicada en la Cuenca de los Apalaches. Subyace en gran parte del noreste de los Estados Unidos y las provincias de Canadá. Gas natural ha sido producido en Quebec Canadá y se está convirtiendo en uno de los principales productores de petróleo y gas natural de la zona este

de Ohio. El área potencial de Utica se extiende hacia Pennsylvania y West Virginia, pero la parte de Ohio parece ser la más rica en petróleo, condensado y líquidos del gas natural, de acuerdo con las actividades de perforación a la fecha.

VARIADOR DE VELOCIDAD (VSD, por sus siglas en inglés) – Un variador de velocidad, o accionamiento de velocidad variable, se puede usar para poner en funcionamiento el equipo de bombeo eléctrico de pozos petroleros. Los VDS permiten un control ilimitado de la velocidad de las unidades de bombeo, lo que permite que el motor funcione a mayores niveles de eficiencia. También se reduce el desgaste mecánico del equipo debido a un funcionamiento óptimo e ininterrumpido.

VENTILACIÓN – Liberación intencional de gas natural hacia la atmósfera desde el equipo de producción o de proceso de petróleo y gas natural por razones operativas, de mantenimiento o de seguridad.

CALOR RESIDUAL DE ENERGÍA (WHP, por sus siglas en inglés)

– La recuperación del calor residual producido por los procesos industriales para uso en la generación de energía eléctrica sin combustión y, por ende, sin emisiones. Los procesos industriales con alto consumo de energía, como los que ocurren en las refinerías, las plantas de acero y los hornos cementeros, liberan gases de escape calientes y un caudal de desechos que se pueden aprovechar para generar electricidad.¹¹¹

CORTE DE AGUA – La relación entre el volumen de agua producida comparado con el volumen total de líquidos (petróleo y agua) producido en un pozo petrolífero. Los pozos petrolíferos que se encuentran en yacimientos maduros con inyección de agua producen cortes de agua muy altos.

ESTIMULACIÓN DEL POZO – El proceso de estimular el flujo de una roca productora de un yacimiento de petróleo o de gas natural al aumentar el flujo de fluidos del yacimiento hacia el pozo. La manera más común de hacerlo es a través de la fracturación hidráulica.

COMPLETACIÓN O TERMINACIÓN DEL POZO – El proceso de varias etapas para cimentar la sarta de la tubería de revestimiento de un pozo, al perforar el revestimiento y estimular el pozo (de ser necesario), y colocar la tubería y los obturadores adecuados en el revestimiento para que el pozo esté listo para la producción o “terminado”.

WOLFCAMP SHALE – Una formación con yacimiento de petróleo y gas natural que se encuentra en toda la Cuenca Pérmica y se compone de al menos cuatro intervalos principales (“bancos” A, B, C y D de Wolfcamp). Wolfcamp es una unidad geológica compleja que se compone principalmente de *shale* altamente orgánico e intervalos de carbono altos en carbonato. La profundidad, el espesor y la litología varían de manera significativa a través de la cuenta.¹¹²

NOTAS FINALES, REFERENCIAS Y RECONOCIMIENTOS

SOLO EN INGLÉS

- ¹ National Petroleum Council, 2007, “Hard Truths: Facing the Hard Truths About Energy,” July, https://npchardtruthsreport.org/pdf/NPC_Facing_Hard_Truths.pdf, pages 241 – 244.
- ² U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Review, 2019 data, <https://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.php>.
- ³ U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Review, 2019 data, <https://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.php>.
- ⁴ U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Review, 2019 data, <https://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.php>.
- ⁵ U.S. Energy Information Administration, Annual Energy Review, 2019 data, <https://www.eia.gov/totalenergy/data/annual/index.php>.
- ⁶ GE Power, 2016, Breaking the Power Plant Efficiency Record, <https://www.ge.com/power/about/insights/articles/2016/04/power-plant-efficiency-record>, accessed 7/27/2020.
- ⁷ U.S. Energy Information Administration, 2018, About 7% of fossil fuels are consumed for non-combustion use in the United States,” <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35672>, accessed 7/27/2020.
- ⁸ Gro Intelligence, 2018, “A Look at Fertilizer and Pesticide Use in the US,” <https://gro-intelligence.com/insights/articles/a-look-at-fertilizer-and-pesticide-use-in-the-us#Crop>, accessed 7/27/2020.
- ⁹ American Chemistry Council, <https://plastics.americanchemistry.com/Automotive/>, accessed 7/27/2020.
- ¹⁰ U.S. Energy Information Administration, 2020, Annual Energy Outlook 2020 <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020%20Full%20Report.pdf>.
- ¹¹ Compiled from various sources: historical oil and gas production location data from USGS (<https://pubs.usgs.gov/dds/dds-069/dds-069-q/text/startmap.htm> access 7/27/2020), sedimentary basin outlines from Energy Information Administration map (<https://www.eia.gov/analysis/studies/usshalegas/> accessed 7/27/2020), state production status from Energy Information Administration website (https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_crd_crdpn_adc_mbbldp_a.htm and https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPGO_FGW_mmcf_a.htm accessed 7/27/2020).
- ¹² In the early 1980s, the newly created Energy Research and Development Administration (ERDA), subsequently folded into the Department of Energy (DOE), launched RD&D efforts on Enhanced Oil Recovery and Enhanced Recovery of Unconventional Gas. A series of studies and roadmaps provided the analytic foundation and research pathways for pursuing technologies that would unlock these resources, considered at the time to be speculative by many. The foundation for DOE’s research program for unconventional gas was the three-volume report, “Enhanced Recovery of Unconventional Gas: Volumes I, II and III” (1978). (See, for example, <https://www.osti.gov/biblio/6827170>).
- ¹³ U.S. Energy Information Administration, “Oil and petroleum products explained,” 2020, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/imports-and-exports.php>, accessed 7/27/2020, and “Natural gas explained: Natural gas imports and exports,” 2020, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/imports-and-exports.php>, accessed 7/27/2020.
- ¹⁴ Much of the initial definition and testing of domestic shales was based on the research and test wells supported by U.S. DOE’s and the Gas Research Institute’s (GRI) RD&D programs during the 1980s and 1990s.
- ¹⁵ Advanced Resources International, 2020, based on data from U.S. Energy Information Administration, natural gas production data (https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPGO_FGW_mmcf_a.htm) and other sources.
- ¹⁶ Advanced Resources International, 2020, based on data from U.S. Energy Information Administration, natural gas production data (https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPGO_FGW_mmcf_a.htm) and other sources.
- ¹⁷ Advanced Resources International database, 2020, based on data from U.S. Energy Information Administration, natural gas production data (https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_prod_sum_a_EPGO_FGW_mmcf_a.htm) and other sources.
- ¹⁸ “Blue” carbon involves the use of steam methane reforming (SMR) to release the hydrogen atom from the carbon atoms and then storing (or utilizing) the released carbon.
- ¹⁹ The scientific unit of measurement for size is meters, where one meter equals 1.09 yard or 3.28 feet. Progressively small units are millimeters (mm), equal to one thousandth of a meter, micrometers (µm), a million times smaller than a meter, and nanometers (nm), a billion times smaller than a meter. For reference, the size (diameter) of a human hair range from 17,000 to 187,000 nanometers (nm).
- ²⁰ Advanced Resources International database, 2020.
- ²¹ George King, 2014, “Maximizing Recovery Factors,” American Oil and Gas Reporter, <https://www.aogr.com/magazine/editors-choice/improving-recovery-factors-in-liquids-rich-resource-plays-requires-new-app>, accessed 7/27/2020.
- ²² National Petroleum Council, 2011. Paper #2-11, Subsea Drilling, Well Operations and Completions, prepared by the Offshore Operations Subgroup of the Operations & Environment Task Group. Working Document of the NPC North American Resource Development Study Made Available September 15, 2011, after BOEMRE. 2010c. Technology Assessment & Research (TA&R) Project Categories, Offshore Structures, U.S. Department of Interior, December 6, 2010.
- ²³ Journal of Petroleum Technology, 2019, “Equinor, Total, Aker Launch Subsea CO₂ Injection R&D Project,” <https://pubs.spe.org/en/jpt/jpt-article-detail/?art=6243>, November 15, accessed 7/27/2020.
- ²⁴ Cross-section illustrating how carbon dioxide and water can be used to flush residual oil from a subsurface rock formation between the carbon dioxide injection well and the oil production well. After U.S. Department of Energy/National Energy Technology Laboratory, 2010, “Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery, Untapped Domestic Energy Supply and Long-Term Carbon Storage Solution,” March, <https://personal.utdallas.edu/~metin/Merit/CarbonDioxideEnhancedOilRecovery.pdf>, accessed 7/27/2020.

- ²⁵Report 1: A Four-County Appraisal of the San Andres Residual Oil Zone (ROZ) “Fairway” of the Permian Basin (March 2019), under review by DOE/NETL; Report 2: An Eight-County Appraisal of the San Andres Residual Oil Zone (ROZ) “Fairway” of the Permian Basin (June 2019), under review by DOE/NETL; Report 3: San Andres ROZ “Fairway” Resources of the Permian Basin: A Seven-County Resource Assessment of West Texas and New Mexico (November 2019), under review by DOE/NETL; Report 4: Grayburg ROZ “Fairway” Resources of the Permian Basin: A Ten-County Resource Assessment of West Texas and New Mexico (December 2019), under review by DOE/NETL; and Presentation: Enhanced Recovery of Shale Oil: Eagle Ford Shale and Other Shale Basins, prepared and presented at the 2019 Midland CO₂ Conference Week - Theme Session 1: Unconventional Reservoir Cyclic Injection Projects.
- ²⁶A digital twin is a complete 360-degree replica of a physical asset such as pipelines, gathering systems, heat exchangers, turbines, pumps, compressors, or entire plants, created digitally within a software system that enables modeling of process and control and monitoring of equipment health. It can help optimize production, detect equipment problems before failures occur, and uncover new opportunities for process improvement, while reducing unplanned downtime. (Offshore Magazine, 2019, “Digital twin strategy improves offshore oil and gas production, April 1, <https://www.offshore-mag.com/production/article/16763951/digital-twin-strategy-improves-offshore-oil-and-gas-production>, accessed 7/27/2020).
- ²⁷Between 1990 and 2017, the U.S. petroleum industry environmental expenditures have totaled nearly \$356 billion, averaging \$18 billion per year for last decade. (American Petroleum Institute, 2019. API Environmental Expenditures by the Oil and Gas Industry, <https://www.api.org/~media/Files/Publications/Environmental-Expenditures-2019.pdf>.)
- ²⁸Pickett, A., 2009. New Solutions Emerging to Treat and Recycle Water Used in Hydraulic Fracs, American Oil and Gas Reporter, March Cover Story, <https://www.aogr.com/magazine/cover-story/new-solutions-emerging-to-treat-and-recycle-water-used-in-hydraulic-fracs>, accessed 7/27/2020.
- ²⁹Range Resources, 2020, Water Recycling Program, <https://csr.rangeresources.com/environmental-stewardship/water-recycling-program/>, accessed 9/23/2020.
- ³⁰Southwestern Energy (SWN), 2020, Water Use, <https://www.swn.com/responsibility/environment/water/>, accessed 7/27/2020.
- ³¹Chevron, 2018. Corporate Responsibility Report, <https://www.chevron.com/~media/shared-media/documents/2018-corporate-responsibility-report.pdf>, accessed 7/27/2020 and Walzel, Brian, 2020, “E&P World View: Early Adoption of Water Recycling,” Hart Energy, originally appeared in the March 2020 edition of E&P 03/19/2020, <https://www.hartenergy.com/exclusives/early-adoption-water-recycling-186064>, accessed 7/27/2020.
- ³²Green, John, Andreina Dewendt, John Terracina, Benjamin Abrams (Hexion), and Adam Harper. 2020, “First Proppant Designed to Decrease Water Production,” SPE-191394-MS, 2018 and Adam Harper, Paola Perez Peña, and Brandon Savisky, “Reducing Formation Water Production for the Life of the Well,” Hart Energy, 03/20/2020, <https://www.hartenergy.com/exclusives/reducing-formation-water-production-life-well-186086>, accessed 7/27/2020.
- ³³Oil and Gas Climate Initiative, 2019, Scaling Up Action: Aiming for Net Zero Emissions, A report from the Oil and Gas Climate Initiative, September, <https://oilandgasclimateinitiative.com/wp-content/uploads/2019/10/OGCI-Annual-Report-2019.pdf>, accessed 7/27/2020.
- ³⁴Gupta, Y., Nofal, J. and Thomas, C., 2013. Energy Saving Opportunities in the Oil Production Sector, ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry, https://www.aceee.org/files/proceedings/2013/data/papers/2_024.pdf, accessed 7/27/2020.
- ³⁵Medal, A., 2017, “How Technology Is Saving the Oil and Gas Industry,” Inc. This Morning Newsletter, September 29, 2017, <https://www.inc.com/andrew-medal/how-technology-is-saving-oil-gas-industry.html>, accessed 7/27/2020.
- ³⁶Council of Economic Advisers, 2019, “The Value of U.S. Energy Innovation and Policies Supporting the Shale Revolution,” October, <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2019/10/The-Value-of-U.S.-Energy-Innovation-and-Policies-Supporting-the-Shale-Revolution.pdf>, accessed 7/27/2020.
- ³⁷NS Energy Business, 2019, “Five major oil and gas firms that have set greenhouse gas emissions targets,” July 29. <https://www.nsenergybusiness.com/features/oil-firms-greenhouse-gas-emissions-targets/>, accessed 7/27/2020.
- ³⁸The Environmental Partnership is comprised of companies in the U.S. oil and natural gas industry committed to continuously improving the industry’s environmental performance.
- ³⁹The Environmental Partnership, Annual Report 2019, Improving the Natural Gas and Oil Industry’s Environmental Performance, <https://theenvironmentalpartnership.org/annual-reports/2019-annual-report/>, accessed 7/27/2020.
- ⁴⁰Meyer, N., 2018, “Decarbonizing U.S. Oil and Gas,” Center for Climate and Energy Solutions, July, <https://www.c2es.org/document/decarbonizing-u-s-oil-and-gas/>, accessed 7/27/2020.
- ⁴¹Oil and Gas Climate Initiative, 2019, Scaling Up Action: Aiming for Net Zero Emissions, A report from the Oil and Gas Climate Initiative, September, <https://oilandgasclimateinitiative.com/wp-content/uploads/2019/10/OGCI-Annual-Report-2019.pdf>, accessed 7/27/2020.
- ⁴²U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Class II Oil and Gas Related Injection Wells, <https://www.epa.gov/uic/class-ii-oil-and-gas-related-injection-wells>, accessed 7/27/2020.
- ⁴³Murray, K., 2020, “Hindsight in 2020: A Decade of Seismicity versus HF, SWD, EORI, and CO₂ Injection in Oklahoma,” Ground Water Protection Council (GWPC) Underground Injection Control (UIC) Conference, Class II Session, San Antonio, TX, Feb 17, 2020, <http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/Murray-ClassII.pdf>, accessed 7/27/2020.
- ⁴⁴American Petroleum Institute, 2018, “API Workplace Safety Report (WSR) by the U.S. Oil and Natural Gas Industry,” <https://www.api.org/~media/Files/Publications/Workplace-Safety-Report.pdf>, accessed 2/27/2020.
- ⁴⁵Kuuskraa, V.A., et al., “Barnett Shale Rising Star in Fort Worth Basin” Oil and Gas Journal, Vol. 96, No. 21, May 25, 1998, pp. 67-76.
- ⁴⁶Kuuskraa, V.A., et al., 1998, “Barnett Shale Rising Star in Fort Worth Basin,” Oil and Gas Journal, Vol. 96, No. 21, May 25, 1998, pp. 67-76, <https://www.ogj.com/home/article/17225976/barnett-shale-rising-star-in-fort-worth-basin>, accessed 7/27/2020.

- ⁴⁷Kuuskraa, V.A., et al, “Barnett Shale Rising Star in Fort Worth Basin” Oil and Gas Journal, Vol. 96, No. 21, May 25, 1998, pp. 67-76.
- ⁴⁸ENERVUS data and Advanced Resources International Database, 2020.
- ⁴⁹Price, L.C., 1999. Origins and characteristics of the basin-centered continuous-reservoir unconventional oil resource base of the Bakken source system, Williston Basin: unpublished manuscript. See <http://www.nd.gov/ndic/ic-press/bakken-form-06.pdf> for discussion of this reference.
- ⁵⁰Walker, B., et al., 2006, Elm Coulee Field, Middle Bakken Member (Lower Mississippian/Upper Devonian), Richland County, Montana, “Search and Discovery Article #20041.”
- ⁵¹Sanaei, A., & Jamili, A. 2014, “Optimum Fracture Spacing in the Eagle Ford Gas Condensate Window,” Unconventional Resources Technology Conference. doi:10.15530/URTEC-2014-1922964, August 25, 2014.
- ⁵²Modified after Whiting Petroleum corporate presentation, August 2014, <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1255474/000119312514295600/d767443ddefa14a.htm>, accessed 7/27/2020.
- ⁵³Modified after Whiting Petroleum corporate presentation, August 2014, <https://www.sec.gov/Archives/edgar/data/1255474/000119312514295600/d767443ddefa14a.htm>, accessed 7/27/2020.
- ⁵⁴Chevron website, 2020, Drilling Technology, <https://www.chevron.com/technology/drilling>, accessed 7/27/2020.
- ⁵⁵Continental Resources website, 2020, <https://clr.com/operations/horizontal-drilling/>, accessed 7/27/2020.
- ⁵⁶Offshore Magazine, 1996, “Bullwinkle Leading Generation of Platforms in U.S. Gulf Scheduled for Upgrading, September 1, <https://www.offshore-mag.com/business-briefs/equipment-engineering/article/16759232/bullwinkle-leading-generation-of-platforms-in-us-gulf-scheduled-for-upgrading>, accessed 7/27/2020.
- ⁵⁷Bourgeois, T. M. 1994, “Auger Tension Leg Platform: Conquering the Deepwater Gulf of Mexico,” Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/28680-MS, <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-28680-MS>.
- ⁵⁸Luyties, W. H., Balint, S. W., Smith, P L., Pellegrini, U., & Chianis, J. W. 1994. Design, Fabrication, and Loadout of Auger Hull. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/7623-MS. and Arnold, P., Kenney, J. J., Knoll, D. A., Stuart, C. R., & Gros, G. D. 1994. Design and Fabrication of The Auger Deck. Offshore Technology Conference. doi:10.4043/7624-MS.
- ⁵⁹Shell, 2020, <https://www.shell.us/energy-and-innovation/energy-from-deepwater/shell-deep-water-portfolio-in-the-gulf-of-mexico/cardamom.html> and <https://www.shell.com/about-us/major-projects/cardamom/auger-from-deep-water-pioneer-to-new-energy-giant.html>, accessed 7/27/2020.
- ⁶⁰National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling, 2011. The History of Offshore Oil and Gas in the United States, (Long Version), Staff Working Paper No. 22, PR 44.8:D 36/PAPER 22. ftp://ftp.library.noaa.gov/noaa_documents.lib/DWH_IR/reports/HistoryofDrillingStaffPaper22.pdf, accessed 7/27/2020.
- ⁶¹ENERVUS data and Advanced Resources International database, 2020.
- ⁶²TechnipFMC plc, 2019, with approval from TechnipFMC and Shell, 8/24/20, <https://www.technipfmc.com/en/media/news/2019/06/Shells-Appomattox-begins-production>, accessed 8/24/20.
- ⁶³The CEA Study (Council of Economic Advisers, 2019, “The Value of U.S. Energy Innovation and Policies Supporting the Shale Revolution,” October, <https://www.whitehouse.gov/wp-content/uploads/2019/10/The-Value-of-U.S.-Energy-Innovation-and-Policies-Supporting-the-Shale-Revolution.pdf>) draws on a series of studies to establish the impact of shale gas and tight oil production on prices, including Hausman, C. and R. Kellogg, R., 2015, “Welfare and Distributional Implications of Shale Gas,” Brookings Papers on Economic Activity, 71–125, <https://www.nber.org/papers/w21115> for estimating the shale-driven price effect; Newell, R., B. Prest, and A. Vissing, 2019, “Trophy Hunting Versus Manufacturing Energy: The Price-Responsiveness of Shale Gas,” Journal of the Association of Environmental and Resource Economists 6, no. 2: 391–431, <https://www.nber.org/papers/w22532> for estimates of the supply elasticity of natural gas; and Linn, J., L. Muehlenbachs, and Y. Wang, 2014, “How Do Natural Gas Prices Affect Electricity Consumers and the Environment?” RFF DP 14-19: 1–42, <https://www.rff.org/publications/working-papers/how-do-natural-gas-prices-affect-electricity-consumers-and-the-environment/> on the impact of natural gas prices on electricity prices.
- ⁶⁴Texas Independent Producers and Royalty Owners Association (TIPRO), 2020, “2020 State of Energy Report,” <https://tipro.org/newsroom/tipro-energy-reports?id=268>, accessed 7/27/2020.
- ⁶⁵Clark, Lesley and Mike Soraghan, 2020, “Trump on oil crash: ‘A lot of good options, beauties’,” Energy Wire, April 9, 2020, <https://www.eenews.net/energywire/stories/1062824757?t=https%3A%2F%2Fwww.eenews.net%2Fstories%2F1062824757>.
- ⁶⁶Western Dakota Energy Association, 2020, <https://ndenergy.org/TaxStudy>, accessed 7/27/2020.
- ⁶⁷Petroleum Association of Wyoming, 2020, <https://pawyo.org/2019-facts-figures/>, accessed 7/27/2020.
- ⁶⁸Industries in the Oil and Gas Extraction subsector operate and develop oil and gas field properties. Such activities may include exploration for crude oil and natural gas; drilling, completing, and equipping wells; operating separators, emulsion breakers, desilting equipment, and field gathering lines for crude oil and natural gas; and all other activities in the preparation of oil and natural gas up to the point of shipment from the producing property. (Source: U.S. Bureau of Labor Statistics, 2020, <https://www.bls.gov/iag/tgs/iag211.htm>).
- ⁶⁹Texas Independent Producers and Royalty Owners Association (TIPRO), 2020, “2020 State of Energy Report,” <https://tipro.org/newsroom/tipro-energy-reports?id=268>, accessed 7/27/2020.
- ⁷⁰NAICS 211 employment category, U.S. Bureau of Labor Statistics, 2020. <https://www.bls.gov/iag/tgs/iag211.htm>.
- ⁷¹Bivens, Josh, 2019, “Updated Employment Multipliers for the U.S. Economy,” Economic Policy Institute, <https://www.epi.org/publication/updated-employment-multipliers-for-the-u-s-economy/>, accessed 7/27/2020.

⁷²U.S. Bureau of Labor Statistics, 2020, <https://www.bls.gov/iag/tgs/iag211.htm>

⁷³U.S. Bureau of Labor Statistics, 2020, <https://www.bls.gov/iag/tgs/iag211.htm> and Advanced Resources International, 2020.

⁷⁴Texas Independent Producers and Royalty Owners Association (TIPRO), 2020, “2020 State of Energy Report,”<https://tipro.org/newsroom/tipro-energy-reports?id=268>, accessed 7/27/2020.

⁷⁵American Chemistry Council, 2020, Fact Sheet, “Shale Gas Is Driving New Chemical Industry Investment in the U.S.,” February.

⁷⁶American Chemistry Council, 2020, Fact Sheet, “Shale Gas Is Driving New Chemical Industry Investment in the U.S.,” and American Chemistry Council, 2013, “Shale Gas, Competitiveness, and New U.S. Chemical Industry Investment – An Analysis of Announced Projects,” May, <https://www.americanchemistry.com/First-Shale-Study/>.

⁷⁷U.S. Energy Information Administration, 2020, Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050, January, <https://www.eia.gov/aeo>, accessed 7/27/2020.

⁷⁸The U.S. LNG Allies Association, 2020, “State of the U.S. LNG Industry,” January, <https://www.lngallies.com/usea-2020-01-23/>, accessed 7/27/2020.

⁷⁹The U.S. LNG Allies Association, 2020, “State of the U.S. LNG Industry,” January, <https://www.lngallies.com/usea-2020-01-23/>, accessed 7/27/2020.

⁸⁰U.S. Energy Information Administration data, 2020, https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_impvc_s1_m.htm and https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_expc_s1_m.htm, accessed 7/27/2020.

⁸¹According to the Energy Information Administration, between 2010 and 2019, the percentage of power generated by natural gas increased from 24 to 38 percent, while the percentage from coal declined from 45 to 23 percent. (Source:https://www.eia.gov/electricity/monthly/epm_table_grapher.php?t=epmt_1_01 and https://www.eia.gov/electricity/annual/html/epa_09_01.html, accessed 7/27/2020.

⁸²Fell, H. and D. Kaffine, 2018, The Fall of Coal: Joint Impacts of Fuel Prices and Renewables on Generation and Emissions, American Economic Journal: Economic Policy 10, no. 2: 90-116, <https://pubs.aeaweb.org/doi/pdfplus/10.1257/pol.20150321>, accessed 7/27/2020.

⁸³Verdolini, E., Vona, F., and Popp, D., 2016, “Bridging the Gap: Do Fast Reacting Fossil Technologies Facilitate Renewable Energy Diffusion?” NBER Working Paper No. 22454, July 2016, <https://www.nber.org/papers/w22454>, accessed 7/27/2020.

⁸⁴Mooney, C., 2016, “Turns Out Wind and Solar Have a Secret Friend: Natural Gas,” The Washington Post. <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2016/08/11/turns-out-wind-and-solar-have-a-secret-friend-natural-gas/>, accessed 7/27/2020.

⁸⁵Johnson, E.P., 2014, “The Cost of Carbon Dioxide Abatement from State Renewables Portfolio Standards,” Resource and Energy Economics 36, no. 2: 332-50, <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0928765514000189>, accessed 7/27/2020.

⁸⁶Mooney, C., 2016, “Turns Out Wind and Solar Have a Secret Friend: Natural Gas,” The Washington Post. <https://www.washingtonpost.com/news/energy-environment/wp/2016/08/11/turns-out-wind-and-solar-have-a-secret-friend-natural-gas/>, accessed 7/27/2020.

⁸⁷Kolian, S., 2011, “The Benefits of Leaving Oil and Gas Rigs Intact to Serve as Artificial Reefs,” EcoRigs, Exploration and Production, Volume 9 Issue 2. <http://www.ecorigs.org/recentDocuments/O&G%20Journal%20Article.pdf>, accessed 7/27/2020.

⁸⁸American Fisheries Society, 2017, referencing Bureau of Safety and Environmental Enforcement, 2013, Rigs-to- Reefs, <https://habitat.fisheries.org/man-made-fish-habitat-learn-more-about-artificial-reefs/>, accessed 7/27/2020.

⁸⁹Steinbach, G., 2016, “California Rigs to Reefs: Summary & Update, presented at the 2016 Prevention First Symposium, California State Lands Commission. <https://www.slc.ca.gov/wp-content/uploads/2018/08/2016PF-Facilities-California.pdf>, accessed 7/27/2020.

⁹⁰Kolian, S., Godec, M., and Sammarco, P., 2019, “Alternate Uses of Retired Oil and Gas Platforms in the Gulf of Mexico,” Elsevier, Ocean & Coastal Management, Volume 167, 1 January 2019, Pages 52-59. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0964569118301923>, accessed 7/27/2020.

⁹¹U.S. Energy Information Administration website, 2020, <https://www.eia.gov/energyexplained/oil-and-petroleum-products/imports-and-exports.php>, accessed 7/27/2020.

⁹²U.S. Energy Information Administration website, 2020, <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/imports-and-exports.php>, accessed 7/27/2020.

⁹³U.S. Energy Information Administration, 2020, Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050, January, <https://www.eia.gov/aeo>, accessed 7/27/2020.

⁹⁴U.S. Energy Information Administration, 2020, Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050, January, <https://www.eia.gov/aeo>, accessed 7/27/2020.

⁹⁵U.S. Energy Information Administration, 2020, Annual Energy Outlook 2020 with projections to 2050, January, <https://www.eia.gov/aeo>, Reference Case, accessed 8/7/2020.

⁹⁶Indiana Geological & Water Survey website, <https://igws.indiana.edu/IGNIS/GeoNamesDetails.cfm?ID=57D491EE-FF9C-411D-9979-989A70AC1B21>, accessed 7/27/2020.

⁹⁷Graphic from GeoStru, 2020, <https://www.geostru.eu/blog/2020/01/28/subsidence-how-to-analyze-it-with-loadcap/>, modified from Lee E.Y., Novotny J. and Wagreich M., 2019, “ Subsidence Analysis and Visualization: For Sedimentary Basin Analysis and Modelling,” Springer Publishing Company, Incorporated, 1st edition.

⁹⁸Dallas Morning News, 2019, “The first Barnett Shale gas well, the one that ignited the revolution, remains standing as the suburbs encroach,” <https://www.dallasnews.com/opinion/commentary/2019/10/06/the-first-barnett-shale-gas-well-the-one-that-ignited-the-revolution-remains-standing-as-the-suburbs-encroach/>, accessed 7/27/2020.

⁹⁹Cardott, Brian J., 2013, “Woodford Shale: From Hydrocarbon Source Rock to Reservoir,” AAPG, http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2013/50817cardott/ndx_cardott.pdf.html, accessed 7/27/2020.

¹⁰⁰EPA, 2020, Underground Injection Control (UIC), <https://www.epa.gov/uic/class-ii-oil-and-gas-related-injection-wells>, accessed 7/27/2020.

¹⁰¹EPA, 2020, Combined heat and power (CHP) partnership, <https://www.epa.gov/chp/what-chp>, accessed 7/27/2020.

¹⁰²StateImpact, NPR, 2020, “What is the Eagle Ford Shale,” <https://stateimpact.npr.org/texas/tag/eagle-ford-shale/>, accessed 7/27/2020.

¹⁰³DrillingFormulas.com, 2017, <http://www.drillingformulas.com/piled-offshore-platform-structures-offshore-structure-series/>, accessed 7/27/2020.

¹⁰⁴Digital Atlas of Ancient Life, 2020, <https://www.digitalatlasofancientlife.org/learn/geological-time/geological-time-scale/>, accessed 7/27/2020. Image modified after Jonathan R. Hendricks, under a Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License. <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>. No additional restrictions.

¹⁰⁵EPA website, 2020, <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases>, accessed 7/27/2020.

¹⁰⁶https://en.wikipedia.org/wiki/Haynesville_Shale.

¹⁰⁷Image is modified after Elyasi, Sadegh, 2016, “Assessment and evaluation of degree of multilateral well’s performance for determination of their role in oil recovery in a fractured reservoir in Iran,” Egyptian Journal of Petroleum, accessed 7/27/2020.

¹⁰⁸Energy Information Administration, 2017, https://www.eia.gov/maps/images/Permian_MajorFeatures.jpg, accessed 7/27/2020.

¹⁰⁹Kinder Morgan website, 2020, <https://www.kindermorgan.com/pages/business/co2/eor/sacroc.aspx>, accessed 7/27/2020.

¹¹⁰U.S. Department of Energy, Internal Revenue Code Tax Fact Sheet, <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/10/f67/Internal%20Revenue%20Code%20Tax%20Fact%20Sheet.pdf>, accessed 7/27/2020.

¹¹¹EPA, 2020, https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/waste_heat_to_power_systems.pdf, accessed 7/27/2020.

¹¹²Shale Experts, 2020, Wolfcamp Shale Overview, <https://www.shaleexperts.com/plays/wolfcamp-shale/Overview>, accessed 7/27/2020.

Photo Credits

Table of Contents: A natural gas pipeline valve in McKenzie County west of Watford City, North Dakota. Image from https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Gas_pipeline_above-ground_valve_-_Arnegard_North_Dakota_-_2013-07-04.jpg. Owner: Tim Evanson permits use under Creative Commons license <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/2.0/deed.en>.

Page 12: Mountain Wind Power wind turbines in Uinta County, Wyoming. Photo attribution: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:US-WY_-_Bridger_-_Road_Trip_-_Energy_-_The_West_-_Rocky_Mountains_-_Wind_Farm_\(4892002967\).jpg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:US-WY_-_Bridger_-_Road_Trip_-_Energy_-_The_West_-_Rocky_Mountains_-_Wind_Farm_(4892002967).jpg) via Creative Commons (<https://creativecommons.org/licenses/by/2.0/deed.en>), no modifications made.

Page 12: The Panda Liberty Generating Station (Courtesy Gemma Power, photo by Al Ferreira).

Page 18: Drilling rig along the Rocky Mountain front west of Dupuyer, Montana. Photo attribution: Tony Bynum Photography.

Page 30: Staff at Shell’s Permian Basin shale operations analyzing data collected by sophisticated remote-controlled surveillance cameras and sensors in the control room, Midland, West Texas. Photo attribution: Photographic Services, Shell International Limited.

Page 40: Auger TLP 2014. Photo attribution: Photographic Services, Shell International Limited.

Page 41: TechnipFMC plc, 2019, with approval from TechnipFMC and Shell, 8/24/20, <https://www.technipfmc.com/en/media/news/2019/06/Shell-Appomattox-begins-production>, accessed 8/24/20.

Page 49: A completed multi-well Marcellus Shale well pad in Washington County, Pennsylvania. Photo attribution: Range Resources.

Page 51: French Angelfish on platform. Photo from: Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE), <https://www.offshore-technology.com/features/featuredisused-oil-rigs-living-reefs-pictures/>, accessed 9/3/20.

Page 57: Perdido Platform, 2018. Photo attribution: Photographic Services, Shell International Limited.

Glossary Photo Credits

Page 63: Image is from Callan Bentley, 2020, <https://pbs.twimg.com/media/DfR1MnEW4AIVJS?format=jpg&name=900x900>, accessed 8/11/2020.”

Page 64: Image is from American Oil and Gas Reporter, Candia and Seth, 2015, “Water Management: Water Recycling Enhances Well Economics,” <https://www.aogr.com/web-exclusives/exclusive-story/water-recycling-enhances-well-economics>, accessed 7/27/2020.

Page 65: Image is modified after https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Oil_platform_in_the_North_Sea.jpg, image owner Erik Christensen (https://commons.wikimedia.org/wiki/User:Erik_Christensen).

Page 65: https://en.wikipedia.org/wiki/Semi-submersible_platform#/media/File:Deepwater_drilling_systems_2.png, image owner Minerals Management Service, U.S. Department of Interior.

CONTACTOS

OFFICE OF OIL & NATURAL GAS:

SHAWN BENNETT
SHAWN.BENNETT@HQ.DOE.GOV

DAVID ALLEMAN
DAVID.ALLEMAN@HQ.DOE.GOV

ELENA MELCHERT
ELENA.MELCHERT@HQ.DOE.GOV

TIMOTHY REINHARDT
TIMOTHY.REINHARDT@HQ.DOE.GOV

NETL:

JARED CIFERNO
JARED.CIFERNO@NETL.DOE.GOV

Este reporte fue preparado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, el Subsecretario de Energía Fósil, la Oficina de Petróleo y Gas Natural y el Laboratorio Nacional de Tecnología Energética (NETL) y traducido al español con el apoyo de:



U.S. DEPARTMENT OF
ENERGY | Fossil
Energy
OFFICE OF OIL & NATURAL GAS

SEPTEMBER 2020