

Capacidades Canadienses en la Reducción de Emisiones de Metano

Guía y Directorio de Empresas para el Sector de
Petróleo y Gas



CANADA

Do business
with Canada

Faites affaire
avec le Canada

Capacidades Canadienses en la Reducción de Emisiones de Metano Guía y Directorio de Empresas para el Sector de Petróleo y Gas

Introducción

La cooperación intergubernamental, en relación con las iniciativas acerca del cambio climático, ha aumentado en los últimos años debido a la amenaza del calentamiento global. Más de 180 países participan en el Acuerdo de París, y los países firmantes están buscando formas de alcanzar sus Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional. Para los países productores de petróleo y gas, como Canadá, esto ha generado muchas ideas e iniciativas nuevas que se enfocan en mitigar la liberación atmosférica de gases de efecto invernadero (GEI), incluyendo el metano.

La reducción de las emisiones de metano se considera una estrategia clave para reducir la tasa del calentamiento global causado por los gases de efecto invernadero (GEI). El Potencial de Calentamiento Global (PCG) del metano es aproximadamente 25 veces mayor que el del dióxido de carbono en un periodo de 100 años y tiene un PCG aún más alto en periodos de tiempo más cortos. Se calcula que este gas es responsable de hasta el 25% del calentamiento global provocado por los GEI. Debido a su alto potencial de calentamiento global y al hecho de que es reactivo, y debido a que el metano conservado puede proporcionar la energía necesaria para mitigar las emisiones, se le considera un objetivo al alcance de la mano en el esfuerzo para reducir las emisiones de GEI de origen humano. Tomar las medidas necesarias para reducir los niveles de emisión de metano en las operaciones de petróleo y gas puede proporcionar muchos beneficios a corto plazo. Esto incluye reducir el calentamiento global y ayudar a mejorar la calidad del aire. La conservación o combustión del metano también destruye las impurezas más peligrosas en los flujos de gas crudo.¹ Los costos de mitigación para la reducción de GEI mediante la disminución de las emisiones de metano pueden ser de menos cinco dólares por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente (\$5/tCO₂e)² durante una vida útil de 10 años para las unidades de combustión, mientras que otras opciones, como la Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS, por sus siglas en inglés), pueden tener costos de mitigación de cincuenta a ciento cincuenta dólares o más por tonelada métrica de dióxido de carbono equivalente (\$50-150+/tCO₂e)³ a partir de grandes fuentes de emisión de megatoneladas por año de dióxido de carbono (Mt/año de CO₂). La CCUS tiene períodos de tiempo más largos, lo que reparte los costos de capital a lo largo de varias décadas.

En todo el mundo, el sector del petróleo y gas, en la etapa de exploración y producción (*upstream*), es responsable de una gran parte de las emisiones de metano reportadas. El metano es uno de los principales componentes del gas natural, y es usado ampliamente para la generación de electricidad, la calefacción y las aplicaciones petroquímicas, y se emite en las operaciones de exploración y producción, y procesamiento. La Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas

¹ <https://www.ccacoalition.org/en/activity/global-methane-alliance>

² Informe público de la Alianza de Tecnología del Petróleo de Canadá (PTAC, por sus siglas en inglés): "Proyecto Sistemático de Reducción de Metano de Terceros" – 2023

³ Economía Circular del Carbono, Sección 6, Eliminar: Captura y Almacenamiento de Carbono, agosto de 2020, Figura 5, Instituto Global de Captura y Almacenamiento, <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2020/11/Remove-Carbon-Capture-and-Storage-6.pdf>

en inglés) calcula que se pierden 11 BCF/día⁴ de metano en las operaciones mundiales de petróleo y gas, lo que podría representar una pérdida potencial anual de ingresos por productos de aproximadamente 30 mil millones de dólares estadounidenses⁵. En Canadá, el sector del petróleo y el gas es responsable del 38% de las emisiones de metano, frente a las otras fuentes principales de metano a nivel nacional: la agricultura (30%) y las instalaciones de tratamiento de residuos (28%)⁶. Al mismo tiempo, hay innovadores y empresarios canadienses que han desarrollado tecnologías y soluciones para reducir de forma rentable las emisiones de metano, o transformarlas en productos vendibles.

El objetivo de esta guía y directorio de empresas es compartir la experiencia y el conocimiento de Canadá en la reducción de emisiones de metano en el sector del petróleo y el gas. La guía destaca las capacidades canadienses con el propósito de ayudar tanto a los productores canadienses como a otros países productores de petróleo y gas a reducir las emisiones de metano, centrándose en las operaciones de exploración y producción y en las de transporte y almacenamiento (*midstream*).

Reducción de Emisiones de Metano en Canadá

Canadá tiene una reputación global de desarrollar soluciones únicas e innovadoras para ser usadas en la producción de sus vastos recursos de petróleo y gas. Su producción de petróleo y gas abarca desde gases ácidos, gas dulce, gases de solución ricos en hidrocarburos, condensados líquidos, líquidos de gas natural, petróleo de ligero a pesado, y bitumen. La producción canadiense proviene de una amplia variedad de reservorios clásticos (arenisca), carbonatados (caliza) y de esquisto, encontrados a profundidades que van desde los 4,000 m desde la superficie, hasta depósitos de bitumen extraíbles en la superficie. La producción canadiense de petróleo y gas se clasifica como la quinta más grande del mundo, lo que constituye una contribución importante a los suministros globales de energía. Además, sus reservas de petróleo son las terceras más grandes del mundo⁷, además, sus reservas de petróleo son las terceras más grandes del mundo, y sus reservas de gas natural convencional se clasifican como las decimoctavas más grandes del mundo, (excluyendo el enorme potencial de los recursos no desarrollados de gas de esquisto, actualmente no incluidos en las reservas). Como resultado, ha habido una enorme inversión en el desarrollo de tecnologías nuevas, eficientes y respetuosas con el medio ambiente para la extracción, el procesamiento y el transporte. La invención y el desarrollo del Drenaje por Gravedad Asistido por Vapor (SAGD, por sus siglas en inglés) para la producción de bitumen es un ejemplo destacado de la innovación canadiense. Ya se está usando esta técnica a nivel mundial para la producción de depósitos de petróleo viscoso. Los productores de petróleo canadienses siguen mejorando el proceso SAGD mediante el uso de solventes y de otras innovaciones en el diseño de los pozos de perforación, la elevación artificial a alta temperatura, y las tecnologías de procesamiento. Mientras tanto, en las últimas dos décadas se han visto reducciones significativas en las intensidades de los gases de efecto invernadero (GEI) y de energía en la producción de petróleo y gas.

⁴ <https://www.iea.org/reports/methane-emissions-from-oil-and-gas> y PTAC: 82 MT de metano/año, convertidos a unidades de campo petrolero. Las emisiones globales de metano de todas las fuentes se estiman en 570 MT de metano/año.

⁵ <https://www.ccoalition.org/en/activity/global-methane-alliance>

⁶ https://publications.gc.ca/collections/collection_2022/eccc/En4-491-2022-eng.pdf

⁷ <https://www.nrcan.gc.ca/energy/energy-sources-distribution/crude-oil/oil-resources/18085>

Canadá también es un líder mundial en el desarrollo responsable de recursos naturales, y, en particular, en la reducción de las emisiones de metano en el sector del petróleo y el gas. A nivel global, la IEA estima⁸ que la industria energética mundial emite 135 Mt/año (200 BCM/año o 545 MCM/día) de metano. La producción de carbón, petróleo y gas representa cada una un 30% de estas emisiones, mientras que el 10% restante proviene de la combustión incompleta de combustibles de bioenergía y de fugas en las instalaciones de usuario final. La IEA también señala que su estimación de las emisiones globales de metano para el sector energético es un 70% mayor que los valores oficialmente reportados por los gobiernos nacionales. Para gestionar las emisiones de metano, es esencial medirlas con precisión. Durante más de 20 años, la industria canadiense ha trabajado de manera diligente para perfeccionar continuamente la medición y estimación de los flujos de metano. Los recientes cambios en la forma de reportar las emisiones de metano del petróleo y el gas, incorporados en las regulaciones tanto federales como provinciales, deberían mejorar significativamente la precisión de los volúmenes reportados. Actualmente, se considera que Canadá tiene un sólido control sobre las emisiones de metano y una comprensión más profunda de los desafíos asociados con fuentes específicas.

En el año 2020, el Ministerio para el Medio Ambiente y el Cambio Climático de Canadá (ECCC, por sus siglas en inglés) reportó que las emisiones totales de metano en Canadá eran de 92 MtCO₂e al año, equivalentes a aproximadamente 3.68 MtCH₄ al año. De estas emisiones, el 38% se atribuía a las operaciones de producción de petróleo y gas, es decir, alrededor de 1.4 MtCH₄ al año (aproximadamente 2 BCM al año o 5.7 MCM al día). Aunque Canadá es el quinto mayor productor de petróleo y gas a nivel mundial, la IEA señala que apenas ocupa el décimo lugar en cuanto a emisiones de metano. Varios factores han permitido que la industria del petróleo y del gas en Canadá desarrolle tecnologías y conocimientos avanzados en la medición, gestión y mitigación de las emisiones de metano. Estos factores incluyen el entorno político y regulatorio de Canadá, el acceso al financiamiento y a los incentivos financieros, la inversión en la investigación y el desarrollo, y la colaboración en la industria. Las influencias externas, como el aumento de la conciencia sobre el desempeño ambiental, social y de gobernanza (ESG) de las empresas, así como la necesidad económica de reducir los gastos de capital y los gastos operativos, también impulsan el avance de la industria.

Política y Regulación

En su compromiso con el Acuerdo de París, el gobierno canadiense desarrolló un plan⁹ para cumplir con los objetivos de reducción de emisiones, fomentar el crecimiento económico, y fortalecer la resiliencia frente al cambio climático. Como parte de este plan, se promulgó una legislación destinada a reducir las emisiones de metano en el sector del petróleo y el gas en un 40-45% para el año 2025. Esta meta fue revisada en noviembre de 2021, para establecer el objetivo de reducir las emisiones de metano del petróleo y el gas en un 75% para el año 2030¹⁰. Se espera que el nuevo borrador de las regulaciones federales se publique en 2023¹¹. Además, el gobierno canadiense ha planificado aumentos futuros en el impuesto al carbono, que pasará de \$50 CAD por tonelada de

⁸ <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2022/overview>

⁹ <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/pan-canadian-framework.html>

¹⁰ <https://www.canada.ca/en/services/environment/weather/climatechange/climate-plan/reducing-methane-emissions.html>

¹¹ <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/services/canadian-environmental-protection-act-registry/consultation-reducingmethane-emissions-oil-gas-sector.html>

emisiones de gases de efecto invernadero en la actualidad, a hasta \$170 CAD por tonelada, para el año 2030. Este aumento proporciona a los productores un incentivo económico para mejorar sus prácticas, independientemente de las fluctuaciones en los precios del gas natural. Además, la provincia de Alberta se convirtió en el primer gobierno regional en América del Norte en comprometerse con un objetivo de reducción de emisiones de metano para el sector del petróleo y el gas¹². Alberta planea alcanzar estos objetivos mediante una combinación de herramientas de política, que incluyen requisitos regulatorios, programas basados en el mercado, e inversiones en tecnología e innovación¹³. Los gobiernos a nivel federal y provincial garantizan el desarrollo responsable de los recursos hidrocarburíferos—utilizando los resultados de estudios científicos, involucrando a los diferentes grupos de interés y con la aplicación de tecnologías para regular la industria. En Canadá, los reguladores y los gobiernos trabajan con los grupos de interés de la industria para crear un entorno regulatorio que promueva el desarrollo de los recursos mediante políticas y regulaciones efectivas, que reduzcan los costos y mejoren los resultados. Estas políticas fomentan que las empresas optimicen su desempeño en materia de medio ambiente, social y de gobernanza (ESG), enfocándose en aspectos como el uso del suelo, el consumo de agua, la calidad del aire, y la gestión del abandono de pozos. También promueven la rehabilitación y la restauración de tierras, así como el compromiso y la consulta con las comunidades y los grupos de interés.

Acceso a financiamiento e incentivos financieros

El gobierno federal y los gobiernos provinciales de Canadá realizan importantes inversiones en el desarrollo de conocimientos para la reducción de las emisiones de metano. Esto se evidencia principalmente en la provisión de capital mediante subvenciones y préstamos, que aceleran la investigación y el desarrollo, además de fomentar la adopción de tecnologías en el mercado. Cabe destacar el Fondo de Reducción de Emisiones del Gobierno de Canadá¹⁴, que proporcionó 750 millones de dólares canadienses (CAD) para el despliegue de tecnología y el desarrollo de investigación, con el fin de reducir las emisiones de metano de los productores de petróleo y gas. Este financiamiento se destinó tanto a las instalaciones en tierra (675 millones de dólares) como a las instalaciones costa afuera (75 millones de dólares), y todos estos fondos fueron completamente asignados para el 31 de marzo de 2023. El Gobierno de Alberta también está reinvertiendo el dinero de los impuestos al carbono en el desarrollo de tecnología para la reducción de emisiones a través de la regulación de Innovación Tecnológica y Reducción de Emisiones (TIER, por sus siglas en inglés). Esta regulación incluye un Programa de Reducción de Emisiones de Metano en Alberta con un presupuesto de 17 millones de dólares canadienses. Estas acciones han permitido a Canadá dar grandes pasos en el desarrollo de tecnologías para la detección de emisiones de metano, así como en el desarrollo de tecnologías y procesos destinados a gestionar y reducir las emisiones. Además, estas subvenciones y préstamos sirvieron como un puente para permitir la implementación de tecnologías de metano después de 2020, cuando la inversión industrial se redujo debido a la caída de los precios de las materias primas provocada por la disminución de la demanda global a causa de las restricciones por el COVID-19.

¹² <https://www.alberta.ca/climate-methane-emissions.aspx>

¹³ <https://www.alberta.ca/climate-methane-emissions.aspx>

¹⁴ <https://www.nrcan.gc.ca/science-data/funding-partnerships/funding-opportunities/current-funding-opportunities/emissions-reductionfund/22781>

Inversión en Investigación y Desarrollo

La industria petrolera canadiense participa activamente en la investigación y el desarrollo de nuevas ideas y tecnologías, y los productores de petróleo y gas realizan inversiones sustanciales en el desarrollo de tecnologías limpias. Esto incluye asociaciones como la Alianza de Tecnología Petrolera de Canadá (PTAC), la Alianza de la Industria de Arenas Petrolíferas de Canadá (COSIA), la Alianza Pathways y la Red de Innovación en Recursos Limpios (CRIN), que ofrecen un marco de colaboración para el desarrollo de tecnologías apropiadas. Estas organizaciones ayudan a emprendedores y empresas en diversas etapas de desarrollo, desde la fase inicial, hasta el escalamiento, las pruebas, y la validación de nuevas tecnologías. Un obstáculo que enfrentan muchos emprendedores es el acceso a los sitios de campo para probar sus tecnologías. A través de estas asociaciones colaborativas, los desarrolladores de tecnología tienen acceso a los productores y a sus instalaciones para desarrollar y probar sus tecnologías.

Colaboración en la Industria

Una de las principales características que poseen y demuestran los canadienses es la colaboración. Existen numerosas asociaciones, como la Asociación Canadiense de Productores de Petróleo (CAPP) y la Asociación de Servicios Petroleros de Canadá (PSAC), que facilitan la interacción entre empleados y empresas para desarrollar soluciones a problemas comunes. El gobierno federal y los gobiernos provinciales, en su calidad de propietarios y reguladores de los recursos, participan activamente en muchas de estas asociaciones, y ayudan a guiar las discusiones y sugieren áreas de investigación. Los investigadores también participan, aportando una perspectiva detallada y única sobre la ciencia en la que se basa la industria para mejorar su rendimiento. Los proveedores de tecnología y servicios, destacados en esta guía, colaboran para comprender las necesidades de la industria y desarrollar soluciones adecuadas. Una vez que se crean soluciones en este entorno colaborativo, el mercado está listo para aceptarlas. Con este espíritu de intercambio y colaboración, las tecnologías y los servicios se desarrollan más rápidamente, y el riesgo se comparte entre los productores de la industria y la cadena de suministro.

En los últimos años, se han creado varias iniciativas nuevas con el objetivo de reducir las emisiones de metano. Cabe destacar la Alianza de Liderazgo en Emisiones de Metano, compuesta por proveedores de soluciones; el Fondo de Innovación en Gas Natural, integrado por productores; y el Consorcio Canadiense de Innovación en Reducción de Emisiones (CanERIC), liderado por PTAC, que consta de 16 productores y 16 instituciones de investigación.

Medio Ambiente, Social y Gobernanza Corporativa

Canadá cuenta con una larga tradición de desarrollo responsable en sus yacimientos de petróleo y gas. Los líderes locales y los ejecutivos de las empresas están comprometidos con la restauración y la conservación de las tierras. Los operadores de arenas petrolíferas se han comprometido con los objetivos ambiciosos de reducción de GEI a través de la formación de la Alianza Pathways. Las empresas participan activamente en la consulta con las comunidades y los grupos de interés, contribuyendo a sus comunidades. Las empresas y sus ejecutivos se esfuerzan continuamente por mejorar su desempeño ambiental, social y de gobernanza (ESG) a través de las numerosas alianzas y los grupos destacados en este directorio. Los esfuerzos para reducir las emisiones de metano de

las operaciones de petróleo y gas mediante el desarrollo y la implementación de tecnologías y servicios adecuados demuestran un compromiso con este desempeño mejorado.

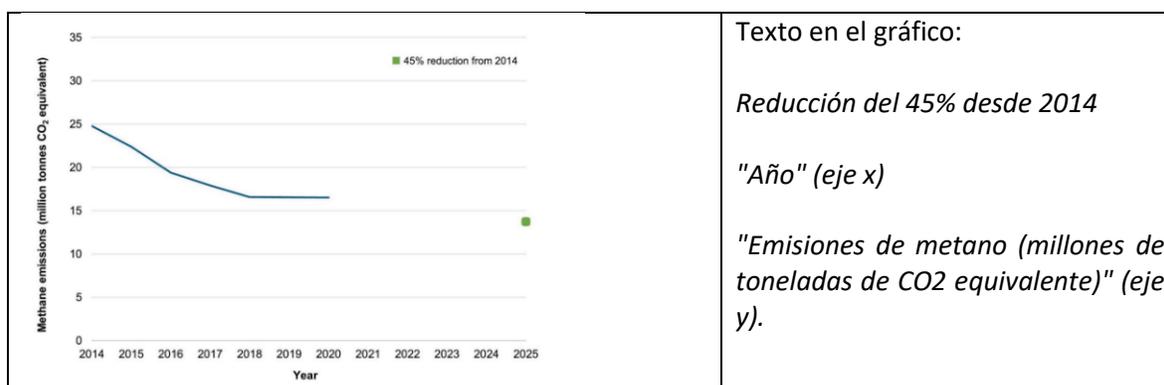
Disponibilidad de Capital y Gastos Operativos

Canadá y las Provincias permiten a las empresas privadas arrendar y desarrollar sus recursos naturales en arrendamientos de la Corona. Estas empresas privadas y públicas se rigen por sus accionistas para invertir capital y generar un rendimiento, mientras cumplen con los compromisos ambientales, sociales y de gobernanza (ESG). Si bien los precios de petróleo y gas han mejorado desde la última caída de los precios mundiales en el año 2014, persiste una gran incertidumbre sobre la futura demanda de petróleo y gas, debido a la transición energética, y el suministro de energía a causa de conflictos internacionales como la guerra en Ucrania y las tensiones en curso en otras partes del mundo.

Las nuevas tecnologías y los servicios para reducir las emisiones de metano ahora brindan a los productores la oportunidad de mejorar su desempeño ambiental, social y de gobernanza (ESG), lo que aumentará el acceso al capital, reducirá los costos operativos, recuperará los productos comercializables, y permitirá participar en los programas de créditos de carbono para generar ingresos adicionales. De esta manera, los productores pueden reducir las emisiones de metano y, simultáneamente, mejorar su rentabilidad.

Impacto del Progreso hasta la Fecha en Alberta

Los incentivos regulatorios y políticos antes mencionados, junto con el creciente apoyo de inversionistas, innovadores y productores para demostrar e implementar tecnologías de mitigación del metano, han resultado en una reducción significativa de las emisiones de metano desde 2014, acercándose al objetivo establecido de una reducción del 45% para 2025. La figura a continuación muestra el desempeño hasta la fecha para Alberta. La estabilización entre 2018 y 2020 se debió a una serie de factores económicos (precios de los productos básicos), sociales (interrupciones por la pandemia) y cambios sistémicos (redefinición de algunas fuentes de ventilación en el informe AER ST60B de 2020), así como a las incertidumbres generales en la industria. Desde 2020, se han destinado nuevos fondos y esfuerzos a la reducción adicional de las emisiones de metano. (Cabe notar que la conversión utilizada en el gráfico se basa en $1 \text{ tCH}_4 = 25 \text{ tCO}_2\text{e}$, con ajustes para la composición de la corriente de gas y de las conversiones en los equipos de combustión).



Desempeño en la Mitigación del Metano en Alberta: 2014-2020 (Figura 17, Informe AER ST60B 2021)

Resumen

Canadá está contribuyendo al objetivo global de la reducción de emisiones de metano a través de sus esfuerzos a nivel nacional. Las nuevas tecnologías, los servicios y la experiencia en la identificación, gestión y reducción de las emisiones de metano se han desarrollado en Canadá como resultado de los factores antes mencionados. Canadá tiene la oportunidad de exportar estas innovaciones y experiencia al mundo, colaborando para reducir las emisiones de metano de manera rentable y abordar el desafío global del cambio climático.

Fuentes de Emisiones de Metano en la Etapa de Exploración y Producción (*Upstream*)

Las emisiones de metano en la etapa de exploración y producción (*upstream*) de petróleo y gas se han clasificado en varios temas para comprender mejor los problemas involucrados en la mitigación de las emisiones. La siguiente sección proporciona las categorías de fuentes de emisiones típicamente utilizadas por la industria para las emisiones en la etapa de exploración y producción (*upstream*). Las fuentes de emisiones en las etapas de transporte y almacenamiento (*midstream*) y en las operaciones de refinación y distribución (*downstream*), como oleoductos, refinerías y estaciones de servicio, no se detallan aquí.

Los porcentajes y volúmenes de emisiones que se muestran se basan en el último "Informe de Emisiones de la Industria Petrolera en la Etapa de Exploración y Producción (*Upstream*) ST60B" publicado en 2021¹⁵ por el Regulador de Energía de Alberta. La forma de reportar las emisiones en este documento ha tenido muchos ajustes en comparación con años anteriores. A partir de enero de 2020, se realizaron ajustes en la producción y en los informes regulatorios para proporcionar una evaluación más precisa de las emisiones de cada fuente de metano y combustión. Estos porcentajes variarán según la región o el país, dependiendo de las prácticas locales, y también disminuirán con el tiempo a medida que se implementen métodos de mitigación en cada jurisdicción.

% de Emisiones de Metano (e ⁶ m ³ /año)	Tipo de Emisiones	Fuentes de Emisiones y Métodos de Reducción
20% (164)	Respiraderos de Tanques (20% de las emisiones de metano)	Un respiradero de tanque se encuentra normalmente en la parte superior de un tanque y está destinado a proporcionar alivio de presión y/o vacío para los tanques de almacenamiento atmosférico o de baja presión, con el fin de proteger el tanque contra las condiciones de sobrepresión o vacío. Los respiraderos de tanques son una fuente de emisiones de metano difícil de mitigar, ya que los flujos de gas de los respiraderos individuales son bajos, muy variables en su composición, e incluso pueden invertir el flujo cuando los tanques se están vaciando. La presión en los tanques está cerca de la presión atmosférica, por lo que incluso los cambios

¹⁵ <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st60b>

		en la temperatura o la presión atmosférica pueden afectar los volúmenes de flujo de gas. Los gases emitidos de los tanques necesitan comprimirse para ser capturados, generalmente con una Unidad de Recuperación de Vapores (VCU), y luego transferidos del tanque a ventas, mecheros/combustores, o para alimentar otros equipos en el sitio.
18% (148)	Pozos; Respiraderos de Revestimiento (<i>casing</i>) de Gas de Solución en la Producción	En algunas operaciones, especialmente en la producción de petróleo pesado en frío (sitios de Betún Crudo), los pozos a menudo producen volúmenes de gas no rentables, que son ventilados desde el "revestimiento (<i>casing</i>) de producción" para evitar que las bombas de fondo de pozo se bloqueen por el gas (" <i>gas-locking</i> ") y para aumentar la eficiencia del bombeo. Debido a que los pozos de petróleo pesado y otros tipos de pozos utilizan camiones para transferir fluidos desde los sitios de los pozos, no hay una línea de flujo de producción para recolectar fluidos y gases, y los flujos de gas a veces no son lo suficientemente altos como para justificar la instalación de un sistema separado de recolección de gas comprimido. El gas producido es gas de solución del petróleo, y los volúmenes suelen ser proporcionales a la producción de petróleo y cesan si la producción se detiene. En sitios con tasas bajas de gas, estas corrientes se han ventilado a la atmósfera después de satisfacer todas las necesidades de energía del sitio para calefacción y bombeo. La mitigación generalmente se realiza mediante la recolección con compresión y líneas de flujo, el uso de combustores si el gas es dulce, y de mecheros si el gas es agrio o causa olores.
17% (136)	Bombas Químicas	Una bomba química es un dispositivo de tipo neumático que inyecta productos químicos en recipientes de producción, líneas de flujo, o en pozos, para mejorar las operaciones al evitar la congelación o la corrosión, o para reducir el impacto de las emulsiones. El metano presurizado proporciona energía a través de la reducción de presión, y luego se ventila. La cantidad de metano emitido es función del volumen de producto químico que se bombea y de las características del diseño de la bomba. Las bombas químicas ahora se están reemplazando por bombas eléctricas (alimentadas por la red, por generadores en el sitio, o por energía solar) o al reemplazar la energía de gas con sistemas de aire de instrumentos.
16% (131)	Dispositivos Neumáticos	Los dispositivos neumáticos se utilizan ampliamente en la industria para controlar diversos recipientes, válvulas, bombas y sistemas de cierre de emergencia. Históricamente, en los sitios de producción de gas natural, el metano proveniente de la producción era la fuente más confiable para alimentar estos dispositivos. Como resultado, el metano se emite después de proporcionar energía para accionar los dispositivos y luego se ventila. El uso de metano presurizado

		como gas energizante puede ser reemplazado por aire comprimido, el uso de controladores eléctricos alimentados por la red, generadores de energía en el sitio o energía solar, o el uso de otros gases como el nitrógeno. Alternativamente, el metano emitido por estos dispositivos podría capturarse mediante compresores, combustionarse, o utilizarse como combustible para otras necesidades energéticas en el sitio.
9% (70)	Emisiones Fugitivas: Fugas en el Equipo	Las emisiones fugitivas son fugas que se generan principalmente a través de pequeñas fugas en las conexiones o grandes fallas causadas por vibraciones en el equipo, daños mecánicos o corrosión. Estas fugas se detectan mediante inspecciones y monitoreos rutinarios, pero es posible que requieran el cierre de la instalación antes de poder realizar las reparaciones, lo que a su vez puede aumentar el desgaste y hasta causar nuevas fugas. Las emisiones fugitivas también pueden aumentar el riesgo de accidentes en el sitio. Las tecnologías clave para mitigar estas fugas son los dispositivos de monitoreo y detección, así como los servicios de inspección en los sitios.
8% (65)	Pozos; Flujos de Ventilación de Revestimiento de Superficie (SCVF) y Migración de Gas (GM)	Además del revestimiento de producción, los pozos también tienen un "revestimiento de superficie", que puede presentar flujos de ventilación, donde la fuente del metano proviene de otras formaciones más superficiales (por ejemplo, gas superficial, metano del suelo o vetas de carbón), fuera del revestimiento de producción. Estos flujos generalmente no están relacionados con la producción del pozo, y pueden continuar incluso cuando el pozo ya no está produciendo. Se utilizan reparaciones de cemento u otros métodos de taponamiento para cerrar de forma permanente los flujos de gas. Antes de la reparación y la mitigación permanente, se pueden utilizar pequeños combustores catalíticos u otros combustores, o "bio-lechos", para mitigar las emisiones hasta que se implemente una solución permanente.
5% (44)¹⁶	Mecheros	La quema mediante mecheros es el proceso por el cual el gas natural, que puede contener contaminantes como hidrocarburos pesados, vapor de agua y otros compuestos peligrosos u odoríferos, se quema de manera controlada, y los productos de combustión se dispersan. Los mecheros estándar no son 100% eficientes en la conversión de metano en dióxido de carbono, vapor de agua, y calor, especialmente en condiciones climáticas adversas, o cuando el mechero está dimensionado para condiciones de emergencia y funciona de manera menos eficiente con tasas de flujo más bajas. En estos

¹⁶ El metano de los mecheros no se reporta específicamente en el ST60B, por lo que este valor asume que solo el 95% del volumen de gas de los mecheros se convierte en dióxido de carbono. El ST60B, en la página 33, muestra un rango de factores de emisión derivados de las ventilaciones y los mecheros para la producción de gas, el petróleo crudo, y el betún crudo. Todos los demás valores en esta tabla se dan en el informe ST60B.

		casos, parte del metano puede no destruirse completamente. Algunos mecheros se pueden reemplazar por incineradores o mecheros cerradas para corrientes peligrosas o nocivas, o por combustores simples, que proporcionan una conversión más completa del metano. Si el mechero forma parte de un sistema de alivio de emergencia, en el que grandes volúmenes de gas pueden tener que quemarse durante períodos cortos, no existe un método alternativo que cumpla con los requisitos regulatorios de seguridad y dispersión.
3% (27)	Sellos de los Compresores	Los sellos de los compresores están diseñados para sellar los conjuntos rotativos y evitar que el gas de proceso en el compresor se escape hacia la atmósfera. Algunos compresores están diseñados con "sellos húmedos", que permiten que el aceite lubrique los componentes móviles; sin embargo, el aceite absorbe metano, que luego se libera cuando el aceite se despresuriza. Los "sellos de gas seco" son preferidos para los compresores de gas, ya que resultan en menores emisiones de metano. Estas emisiones de metano pueden capturarse y manejarse mediante otros compresores, inyectando el gas del sello en la corriente de combustible del compresor, en combustores, o en otros equipos que requieran gas natural en el sitio.
2% (17)	Deshidratadores	Los deshidratadores eliminan la humedad de la corriente de gas natural, típicamente mediante el uso de un flujo de glicol en circulación. La regeneración del glicol utiliza calor para eliminar el vapor de agua, lo que puede liberar metano y otros hidrocarburos volátiles a la atmósfera, que pueden haber sido absorbidos por el glicol. Para contener o mitigar estas emisiones, se pueden necesitar condensadores para reducir el contenido de vapor de agua del gas, hasta el punto en que el gas pueda combustionarse o utilizarse para otros fines.
Total 100% (802)	Todas las Fuentes de la Etapa de Exploración y Producción (Upstream)	

Estimación de las Emisiones de Metano en la Etapa de Exploración y Producción (*Upstream*)

Un desafío importante para mitigar las emisiones de metano en las operaciones de exploración y producción (*upstream*) de petróleo y gas es que, históricamente, muchas de las corrientes de bajo volumen y alto contenido de metano no tenían valor económico, y tampoco se consideraban contaminantes peligrosos. Las corrientes emitidas que contenían más contaminantes atmosféricos peligrosos (CACs, por sus siglas en inglés), como los sulfuros de hidrógeno, los hidrocarburos más pesados y los carcinógenos como BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno), han estado

reguladas durante décadas debido al daño que podían causar a los residentes locales y a los trabajadores. Sin embargo, el interés en la medición del metano ha crecido con las crecientes preocupaciones sobre las emisiones globales de gases de efecto invernadero (GEI), debido a su potencia como GEI en comparación con el dióxido de carbono. La motivación para mejorar la medición y el control de las corrientes de metano ha sido impulsada por acuerdos internacionales y compromisos federales, los cuales se han trasladado a otros niveles de gobierno y a los objetivos de gobernanza corporativa. Muchas de estas corrientes también son extremadamente difíciles o costosas de medir de forma continua y, a menudo, es menos costoso mitigar las emisiones que medirlas.

Estimación de Emisiones de Metano - Para implementar soluciones de metano de manera efectiva, es necesario contar con una estimación de los volúmenes y las composiciones de las corrientes que se están conteniendo o convirtiendo. En el pasado, se han realizado varios informes para estimar los volúmenes de las fuentes de metano. Uno de esos informes, que puede ser útil para quienes están desarrollando soluciones de productos o planificando instalaciones de mitigación, es el "*Manual 015 – Estimación de Emisiones de Metano*"¹⁷ del Regulador de Energía de Alberta, emitido en diciembre de 2020, que también abarca los cambios realizados en los informes de emisiones a partir de enero de 2020. Documentos similares pueden usarse en otras jurisdicciones; sin embargo, dado que Alberta tiene una gran variedad de fuentes de emisiones, el Manual 15 puede abarcar fuentes no definidas en otras provincias o estados.

Reporte de Emisiones de Metano – Otro informe producido por el Regulador de Energía de Alberta (AER), que puede ser valioso para proveedores de productos y servicios para identificar mercados, es el informe anual "*ST60B Upstream Petroleum Industry Emissions Report*"¹⁸, mencionado en la sección anterior, que documenta los niveles actuales de emisiones y las tendencias de emisiones de gas combustible, conservación de gas de solución, mecheros, ventilaciones y otras fuentes. También proporciona clasificaciones de las emisiones específicas de cada empresa, varios tipos de emisiones, y las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI) de la ventilación y combustión de gas de solución, lo que puede ser útil para los proveedores al identificar posibles clientes para sus productos y servicios.

Estimaciones de Emisiones de GEI para Volúmenes Ventilados y Combustionados según el AER ST60B en tCO₂eq

Nota: Los factores de emisión varían según el tipo de producción debido a las diferencias en la composición del gas (presencia de vapor de agua, CO₂ y otros componentes en las corrientes de gas no procesadas). El ST60B mostró las siguientes variaciones:

- Producción de Gas
 - Factor de emisión de GEI para gas ventilado = 15.4 tCO₂eq por e3m³ de gas
 - Factor de emisión de GEI para gas combustionado = 2.7 tCO₂eq por e3m³ de gas
- Petróleo Crudo
 - Factor de emisión de GEI para gas ventilado = 12.5 tCO₂eq por e3m³ de gas
 - Factor de emisión de GEI para gas combustionado = 2.9 tCO₂eq por e3m³ de gas
- Betún Crudo (no térmico)
 - Factor de emisión de GEI para gas ventilado = 16.3 tCO₂eq por e3m³ de gas
 - Factor de emisión de GEI para gas combustionado = 2.6 tCO₂eq por e3m³ de gas

¹⁷ <https://static.aer.ca/prd/documents/manuals/Manual015.pdf>

¹⁸ <https://www.aer.ca/providing-information/data-and-reports/statistical-reports/st60b>

Fuentes de Emisiones y Soluciones de Producto

Las fuentes de emisiones de metano pueden abordarse mediante una variedad de soluciones de producto. La siguiente tabla muestra las diferentes opciones disponibles para reducir cada fuente de emisión.

Fuente de Emisiones	Productos					
	Combustión	Compresores	Aire de Instrumentos	Bombas Químicas	Dispositivos Eléctricos	Generación de Electricidad
Neumáticos						
Respiraderos de Tanques						
Pozos; Respiraderos de Gas de Solución y Respiraderos de Revestimientos de Producción						
Pozos; Flujos de Ventilación de Revestimiento Superficial y Migración de Gas						
Bombas Químicas						
Fugas de Equipos y Fugitivas						
Sellos de Compresores						
Mecheros						
Deshidratadores						

Clasificación de las Soluciones de Mitigación Basada en el Costo de Reducción por tCO₂e

La clasificación de posibles soluciones de productos para mitigar las emisiones de metano se realiza mejor utilizando una métrica estándar. El cálculo de un costo de reducción es una métrica utilizada en varios estudios de casos. También facilita la comparación de las opciones de mitigación de metano con otros métodos de descarbonización, como la Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS), que son de mayor escala y estarán diseñados para operar durante décadas. Un método aproximado sugerido para la mitigación de metano podría ser:

$$\text{Costo de reducción durante 10 años} = \frac{(\text{CAPEX} + 10 * \text{OPEX}) / ((\text{Emisiones evitadas}/10 \text{ años} - \text{Emisiones debidas a la solución}/10 \text{ años}))}{10 \text{ años}}$$

- CAPEX y OPEX deben basarse en la experiencia con instalaciones reales.
- (Emisiones evitadas) debe basarse en la medición de las emisiones anuales actuales. Idealmente, deberían proyectarse como una tendencia durante 10 años, ya que pocas ventilaciones de metano en la etapa de exploración y producción (*upstream*) se mantendrán constantes durante 10 años, ya que deberían disminuir a medida que la producción disminuye.
- Las emisiones debidas a la solución pueden ser proporcionales a las emisiones evitadas durante cualquier período dado y podrían deberse a la combustión de combustible, la intensidad de carbono de la red eléctrica local, e incluir las emisiones del ciclo de vida para producir el equipo, si esa información está disponible.

Estudios de Caso

Estos estudios de caso proporcionan ejemplos de tecnologías y servicios canadienses aplicados en el campo, junto con los impactos en los clientes. En algunos ejemplos, se utilizan múltiples tecnologías y servicios para ofrecer la mejor solución al cliente.

Unidades de Recuperación de Vapores (VRU's)

En varias etapas de la producción de petróleo y gas, existen numerosos puntos de ventilación controlada de metano y otros gases de hidrocarburos que, tradicionalmente, han ocurrido por diseño en las instalaciones de procesamiento, como se describió en una sección anterior de este informe. La industria ahora está optando por eliminar la ventilación atmosférica de gases de hidrocarburos para cumplir con las nuevas regulaciones, aumentar los ingresos, y mejorar el desempeño ESG. Actualmente, la mayor fuente reportada de ventilación controlada proviene de los tanques atmosféricos, donde los gases producidos salen de la solución a medida que se reduce la presión. Los respiraderos de los tanques presentan desafíos únicos, para los cuales Marathon Compression ha pasado los últimos 10 años desarrollando soluciones de productos innovadores.



Las Unidades de Recuperación de Vapores (VRU) se han desarrollado para extraer el gas ventilado de los tanques atmosféricos, aumentando la presión del gas hasta un nivel adecuado para su reinyección en el proceso. Este equipo captura el gas valioso que, anteriormente, se ventilaba como gas residual a la atmósfera. **Marathon Compression** trabaja con productores y empresas de EPCM (Ingeniería, Procura y Gestión de la Construcción) para diseñar VRU personalizadas de una o varias etapas, específicas para las necesidades del sitio.

Combustión

Una solución para reducir las emisiones de metano es convertir el metano en dióxido de carbono, vapor de agua y calor, a través de un combustor. La mayoría de los combustores tienen eficiencias de conversión muy altas, superiores al 99.9%. La reacción de combustión del metano: **$\text{CH}_4 + 2\text{O}_2 \rightarrow \text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{O}$** reduce el impacto de los GEI de la corriente de **25 tCO₂e/tCH₄** a aproximadamente **2.75 tCO₂**, lo que equivale a una reducción de alrededor del 90% en las emisiones de GEI. La energía generada también puede usarse para otros fines.

Como parte de un proyecto sobre Validación Sistémica de Terceros (STV)¹⁹, gestionado por PTAC, se probó un combustor cerrado para convertir la ventilación de gas de solución en una batería de petróleo crudo/betún. El costo de reducción calculado para la prueba fue de **aproximadamente \$3/tCO₂e, sobre un período de 10 años**. La unidad podría haber manejado mucho más gas del que la batería estaba ventilando en ese momento, mientras que, en un segundo sitio de prueba, el flujo de gas ventilado se detuvo con una repentina caída en la producción. Esto demostró la necesidad de gestionar activamente estos dispositivos para maximizar la utilización de la capacidad del combustor con una flota de unidades reubicables.



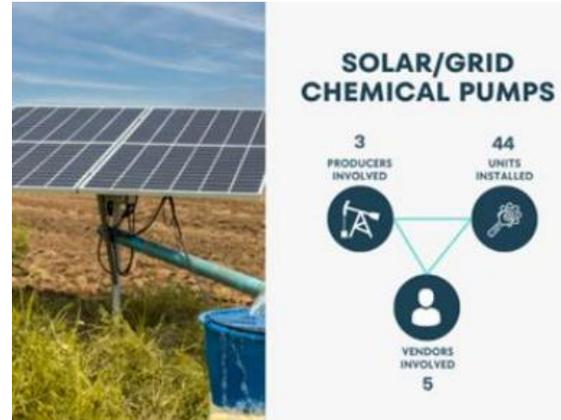
En otro caso, un **cliente de Questor** instaló 13 oxidadores térmicos de la serie Q para reemplazar sus prácticas anteriores de ventilación de emisiones de metano. Además, en tres de estos sitios, los oxidadores térmicos generaron suficiente calor de la combustión para alimentar las operaciones de perforación. Questor también suministró generadores de energía de Ciclo Orgánico Rankine de 200 kW para transformar el calor residual en energía utilizable. Este uso es beneficioso y ayudó a asegurar los permisos necesarios para proyectos actuales y futuros.

El flujo total de gas fue de 0.1 MCM/d (3.5 mmscf/d); la reducción de gases de efecto invernadero (con una combustión limpia al 99.99% de eficiencia) ha sido de 1,487 toneladas de CO₂e/d, con un costo de reducción de menos de \$2.00/tonelada. El costo total del proyecto fue de \$8.9 millones durante un período de 10 años.

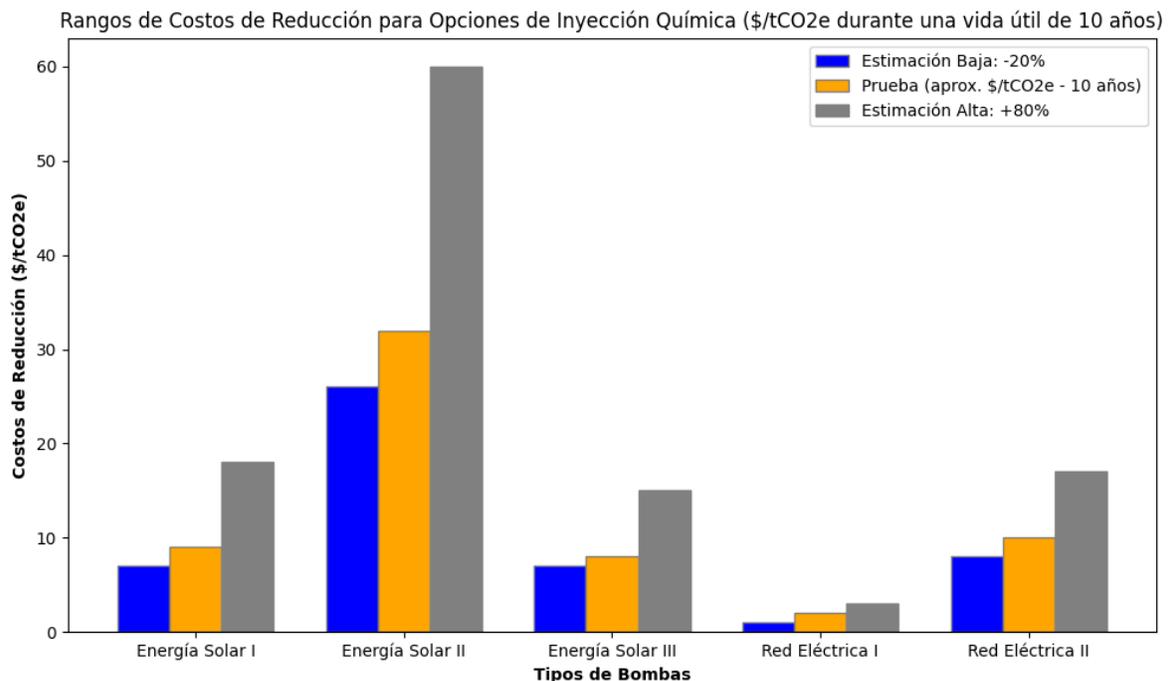
¹⁹ Se preparó un informe público sobre el proyecto para Alberta Innovates, y pronto debería estar disponible en su sitio de proyectos o se puede obtener de PTAC a solicitud. Esta referencia se utiliza para otros estudios de caso en el directorio.

Conversión de Bombas Químicas

Según los datos del ST60B 2021, las bombas químicas representaron la tercera mayor fuente de emisiones de metano. El proyecto STV de PTAC trabajó con los productores para llevar a cabo pruebas a gran escala para reemplazar las bombas químicas activadas por gas, con bombas eléctricas alimentadas por energía solar o energía de la red eléctrica, donde estaba disponible.



Todos estos sistemas fueron instalados permanentemente, y los productores proporcionaron observaciones sobre la operatividad, el mantenimiento, las mejoras sugeridas que implementaron los proveedores de equipos, y las ventajas de las características como el uso de bombas de múltiples cabezales, monitoreo remoto, y de control de la dosificación de productos químicos, entre otros factores. En la mayoría de las aplicaciones de este grupo, las bombas fueron las principales fuentes de metano en los sitios de prueba. El gráfico a continuación muestra una gama de costos de reducción para varios tipos de bombas y fuentes de energía disponibles.



Dispositivos Eléctricos Reemplazan Neumáticos

Calscan Solutions ha estado creando actuadores eléctricos para reemplazar los controladores neumáticos durante más de 10 años. Reemplazar los dispositivos neumáticos tradicionales con dispositivos eléctricos elimina el desafío que representan los gases húmedos o ácidos, los cuales causan problemas con los controladores neumáticos. Cuando la industria del petróleo y gas comenzó a buscar soluciones para reducir las emisiones de metano a través de dispositivos neumáticos, ya tenían una solución disponible.



separador modernizado con sistema de control eléctrico solar Bear

En 2018, un productor se acercó a Calscan para proporcionar una solución eléctrica completa para reducir los gases de efecto invernadero en sus sitios de pozos, tanto para desarrollos existentes como nuevos en el norte de Alberta. Calscan ayudó al productor diseñando la solución y suministró varios actuadores controlados eléctricamente, controladores y bombas de inyección química alimentadas por paneles solares y baterías. Las soluciones fueron incluidas en el diseño, y los separadores fueron construidos y modernizados utilizando estos dispositivos eléctricos.

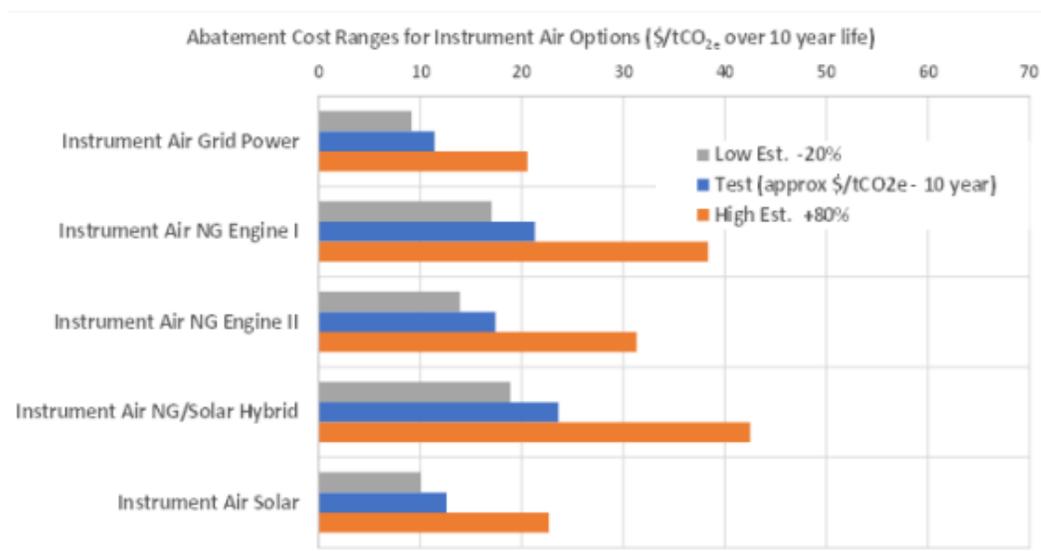
El proyecto eliminó con éxito todas las emisiones de metano provenientes de los dispositivos neumáticos. Esto permitió al productor ahorrar costos de mantenimiento, así como de plomería e instalación de los dispositivos tradicionalmente controlados neumáticamente. El productor estimó que redujo las emisiones de metano en más de 300 tCO₂eq/año por cada paquete de separadores desde que implementó los dispositivos de Calscan. El productor ha instalado ahora más de 20 paquetes en separadores de sitios de pozos, tanto en desarrollos existentes como nuevos.

Aire de Instrumentos y Sistemas Híbridos de Aire/Energía

En sitios existentes con una amplia gama de bombas neumáticas y otros dispositivos ya instalados, los proyectos STV evaluaron el potencial para reemplazar el gas metano de potencia por aire de instrumentos. Las unidades de compresores de aire fueron alimentadas por energía de la red eléctrica, motores de gas natural, energía solar o sistemas híbridos, dependiendo de lo que estuviera disponible y fuera más adecuado para el sitio. Los costos de reducción estuvieron generalmente en el rango de \$10-\$20/tCO₂e sobre un período de diez años.



Las emisiones de GEI de los motores de gas natural fueron mucho menores que las que habrían resultado de la mitigación mediante el uso de un combusto.



Título del gráfico: Rangos de Costos de Reducción para Opciones de Aire de Instrumentos (\$/tCO_{2e} durante una vida útil de 10 años)

Nombres en eje Y:

- Instrument Air Grid Power: Aire de Instrumentos Alimentado por la Red Eléctrica
- Instrument Air NG Engine I: Aire de Instrumentos con Motor de Gas Natural I
- Instrument Air NG Engine II: Aire de Instrumentos con Motor de Gas Natural II
- Instrument Air NG/Solar Hybrid: Aire de Instrumentos Híbrido de Gas Natural/Energía Solar
- Instrument Air Solar: Aire de Instrumentos de Energía Solar

Etiquetas en el gráfico:

- Low Est. -20%: Estimación Baja: -20%
- Test (approx \$/tCO_{2e} - 10 year): Prueba (aprox. \$/tCO_{2e} - 10 años)
- High Est. +80%: Estimación Alta: +80%

La Unidad de Aire-Potencia KL8 de Marathon Compression ha sido desarrollada para suministrar aire de instrumentos a 100 psig y energía eléctrica de 24V DC, proporcionando un medio simple y económico para eliminar el uso de gas metano tradicionalmente utilizado para alimentar instrumentos neumáticos. La KL8 APU está diseñada para operar de manera autónoma en sitios remotos donde no hay otra fuente de energía disponible, como plataformas de pozos, sitios de separadores y estaciones de medición.



En un caso específico, Shell Canada actualizó el diseño de su plataforma de pozos en su negocio de esquisto en Alberta en 2019, para eliminar las emisiones de metano de los dispositivos neumáticos mediante la transición al aire de instrumentos. En ese momento, Shell utilizó generadores excedentes con un banco de carga para suministrar la energía necesaria para hacer funcionar un compresor de aire en sus sitios.



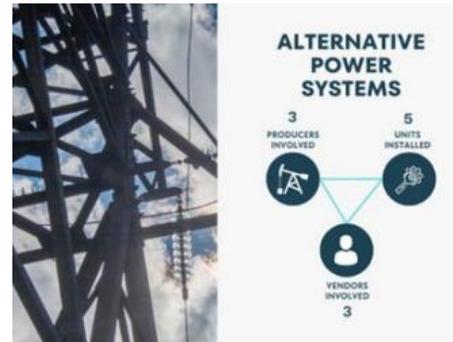
En abril de 2020, Shell probó un módulo de generación de energía remota de 20 kW llamado Engineered Power on Demand (EPOD) de Westgen Technologies. Este sistema alimenta un compresor de aire de instrumentos utilizando un sistema de generador/batería/panel solar. La implementación del EPOD en el sitio de Shell resultó en una reducción de gases de efecto invernadero mediante la reducción de la demanda de energía (eliminación de un generador sobredimensionado y banco de carga), la eliminación de ventilaciones de dispositivos neumáticos y la minimización del alcance de la construcción.

Al integrar componentes como un generador, una plataforma de distribución, un sistema de alimentación ininterrumpida (UPS) y una plataforma de aire de instrumentos en una solución modular fabricada en taller, Shell logró un ahorro del 26% en los costos de capital en comparación con su diseño anterior. Junto con el diseño de plataforma de pozos de cero ventilaciones de Shell, el cambio a EPOD resultó en una reducción general de más del 35% en las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los diseños neumáticos de gas anteriores. Además de mejorar el desempeño ambiental, Shell también logró ahorros en costos de capital y operativos.

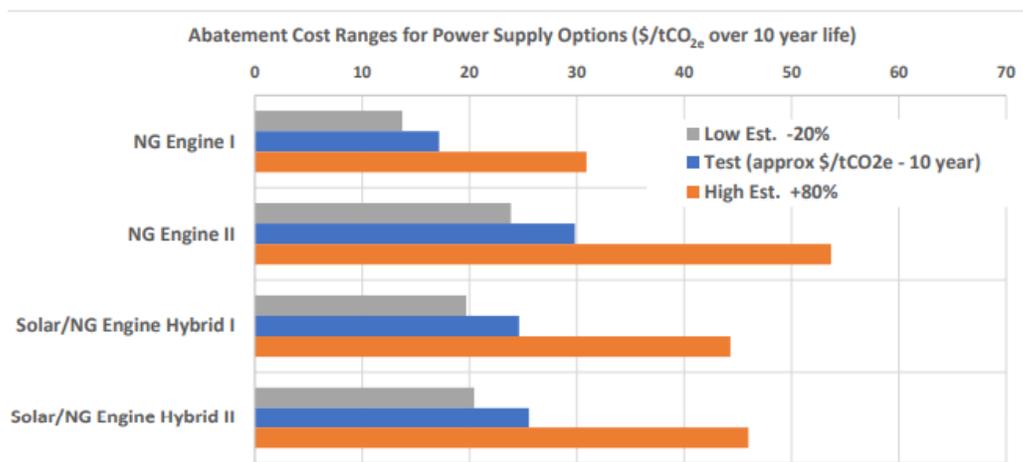
El éxito de esta prueba ha resultado en la adopción del EPOD en todas las futuras plataformas de pozos en las operaciones de Shell en las formaciones de esquisto de Alberta. “El EPOD llena un vacío que existía en el mercado de generación de energía para localidades remotas. La unidad de prueba del EPOD operó de manera constante y demostró una reducción significativa en el consumo de gas combustible, en las emisiones de GEI, y en los costos de mantenimiento.” David Hatch, Ingeniero de Instalaciones de Shell.

Modernización de Generación de Energía

Como se ha visto en los casos anteriores, proporcionar energía en sitios remotos puede reducir significativamente las emisiones de metano de diversas fuentes, especialmente en las aplicaciones “greenfield” (nuevas instalaciones). Sin embargo, el proyecto STV de PTAC también mostró beneficios significativos al modernizar con generación de energía en sitios remotos “brownfield” (instalaciones existentes) más grandes, donde no se disponía de energía de la red. Debido a la demanda de energía en estos sitios, la energía solar pura, generalmente, no se consideró viable.



Sistemas de poder alternativos
Traducción de texto en gráfico:
3 Producers Involved:
3 Productores Involucrados
5 Units Installed:
5 Unidades Instaladas
3 Vendors Involved:
3 Proveedores Involucrados



Traducción de texto en gráfico:

Rangos de Costos de Reducción para Opciones de Suministro de Energía (\$/tCO_{2e} durante una vida útil de 10 años)

Eje Y:

- Motor de Gas Natural I
- Motor de Gas Natural II
- Motor Híbrido de Energía Solar/de Gas Natural I
- Motor Híbrido de Energía Solar/de Gas Natural II

Etiquetas de las barras:

- Estimación Baja: -20%
- Prueba (aprox. \$/tCO_{2e} - 10 años)
- Estimación Alta: +80%

Detección, Medición, Cuantificación y Monitoreo

Un gran productor en Canadá comentó: “El objetivo de nuestra empresa es lograr una meta de emisiones netas-cero de metano para 2030, y, actualmente, estamos en camino de lograr ese objetivo. Sin embargo, para hacerlo, necesitamos poder monitorear todos nuestros activos para asegurarnos de que no se escape metano en entornos controlados, como plantas de gas, gasoductos y estaciones de compresión. Para ser un buen operador, también debemos observar nuestros activos incontrolables, como las minas de arenas bituminosas, y los estanques de relaves, para medir el impacto que sus emisiones de metano están teniendo en el medio ambiente.



Hemos encontrado que la mejor manera de medir cada una de estas operaciones es con operaciones de Vehículos Aéreos No Tripulados (UAV), ya que estos cuentan con miniaturización de sensores, un vehículo completamente eléctrico, y la capacidad de volar cerca del suelo para recopilar los datos necesarios. Los costos asociados con estas operaciones resultaban antieconómicos, hasta ahora.”

En octubre y noviembre de 2020, Canadian UAVs (CUAVs), un proveedor de vehículos aéreos no tripulados de largo alcance realizó demostraciones de sus capacidades al personal clave del operador, con vuelos fuera de la línea perimetral, para recopilar los datos solicitados. Con esta capacidad operativa, CUAV pudo cubrir un área de más de 100 km² desde un solo punto de lanzamiento, fuera de los límites del operador. Esto redujo la necesidad de intervención del operador, y no se requirió ningún permiso o control de seguridad, ya que los vehículos aéreos no tripulados nunca ingresaron al sitio. El operador recibió los datos requeridos al día siguiente a través del portal en línea seguro de CUAV.

El modelo de CUAV ha llevado el uso de vehículos aéreos no tripulados a un nivel avanzado para el monitoreo de metano. Al integrar sus sistemas de radar en tierra en varios aeropuertos de la región de las arenas bituminosas, los vehículos de CUAV pueden cubrir un área total de más de 3,200 km², y aproximadamente 1.2 millones de barriles por día de activos en producción. Los CUAV provee una adición valiosa para el monitoreo de metano que, de otro modo, requeriría detener partes de las operaciones mineras para utilizar UAV de menor alcance.

Investigación y Pruebas de Nuevas Tecnologías

Canadá cuenta con muchas empresas especializadas en la detección y reporte de emisiones de metano. El Instituto de Contención y Monitoreo de Carbon Management Canada (CaMI), en el sur de Alberta, ha estado ayudando a comercializar equipos de detección de metano.

Un proveedor de tecnología de detección de metano quería observar cómo funcionaría su tecnología láser en condiciones climáticas extremas, en las praderas canadienses, incluyendo las olas de calor en el verano y las tormentas de nieve en el invierno. El proveedor decidió probar su equipo en CaMI, donde el personal proporcionó las instalaciones y la asesoría experta en un entorno real, junto con acceso a fuentes de emisiones industriales en operación.



A medida que la tecnología de detección de metano escaneaba un área de 7.5 km², se monitoreó y evaluó el rendimiento del equipo. Las pruebas ayudaron a ajustar y adaptar el equipo periférico del sistema a las características específicas del entorno canadiense para asegurar el máximo rendimiento y un monitoreo casi continuo.

El proveedor se benefició de la oportunidad de desplegar y probar su sistema en un entorno donde las observaciones de las instalaciones operativas de exploración y producción (*upstream*) se pueden complementar mediante liberaciones controladas de metano. Adquirió experiencia valiosa al enfrentarse a condiciones climáticas extremas, y mejoró su tecnología. El desarrollador de la tecnología comentó: “La industria canadiense tiende a tener una forma diferente de ver las cosas, y una forma diferente de operar, por lo que obtener esa perspectiva progresista y experta ha sido un recurso realmente valioso.”

Gestión de la Reducción de Emisiones con Recursos Limitados

Un productor de tamaño mediano estaba teniendo dificultades para mantenerse al día con todos los cambios regulatorios ambientales que ocurrían. Docenas de empresas tecnológicas se le acercaban con diversas soluciones para la reducción y monitoreo, pero no estaba seguro de cuáles soluciones adoptar.

Declaró: “Después de años de luchar por mantenernos al día, contactamos a Highwood Emissions Management, y fue lo mejor que pudimos haber hecho.” El productor contrató a Highwood Emissions Management para que le ayudara a navegar los cambios regulatorios y a identificar las nuevas tecnologías adecuadas. Highwood le proporcionó varias opciones y recomendaciones sobre cómo gestionar de la mejor manera sus datos. Con un sólido entendimiento de sus activos y de sus emisiones de referencia, Highwood trabajó con el productor para desarrollar una estrategia de reducción de emisiones rentable y a largo plazo, que mantiene satisfechos a sus inversionistas y demuestra su liderazgo global. Como solución integral, Highwood desarrolló e implementó estrategias de reducción y el programa de monitoreo de emisiones fugitivas, asumiendo la responsabilidad de todos los requisitos de informes.

El operador comentó: “Ahora estamos gastando menos para lograr más, y estamos orgullosos de mostrar al público nuestro uso de tecnologías de vanguardia.” Highwood ha demostrado que es posible reducir significativamente las emisiones con recursos limitados.



Priorización de Iniciativas para la Reducción de las Emisiones de Metano

Montrose Environmental Group examinó una gran cantidad de información disponible para las empresas una vez que comienzan a recopilar datos sobre sus emisiones fugitivas de metano.

Montrose Environmental Group investigó los resultados de 2,650 encuestas de Detección y Reparación de Fugas (LDAR) en 6 provincias, y en 21 localidades. En estas localidades, detectaron un poco menos de 6,000 fugas utilizando exclusivamente Imágenes Ópticas de Gas (OGI) para la detección, y un muestreador Hi Flow para la cuantificación de la tasa de gas. De estas emisiones, 490 fuentes emitían a tasas superiores a 20 m³/d (0.5 ft³/minuto), y el volumen de estas fuentes representó el 64% del volumen total emitido del conjunto de datos.

Montrose estimó que el costo de reparación de estas fuentes de emisiones sería de \$227,000, y que el gas natural fugitivo tendría un valor estimado de \$1,343,000, en producto perdido, si no se controlara durante el año.

Este estudio demuestra el valor en que las empresas de gestión acumulen y analicen todos los datos, para proporcionar recomendaciones a los clientes, y ayudarlos así a priorizar las iniciativas para reducir las emisiones de metano.

Las Capacidades Canadienses para Abordar las Emisiones de Metano

La siguiente tabla enumera los productos y servicios disponibles de expertos canadienses para contribuir con el esfuerzo global de reducir las emisiones de metano en las operaciones de exploración y producción (*upstream*) de petróleo y gas. Las categorías de los productos a continuación describen los tipos de productos disponibles para eliminar o reducir físicamente las emisiones de metano. Las categorías de los servicios describen las soluciones disponibles para detectar, cuantificar, monitorear, gestionar y mitigar las emisiones de metano. Cabe destacar que muchos de los productos y servicios enumerados también pueden aplicarse a las operaciones de transporte y distribución (*midstream*) y de refinación (*downstream*).

Categoría	Descripción
Productos	
Combustión	La fabricación y/o comercialización de combustores y oxidadores catalíticos para consumir y eliminar de manera eficiente las emisiones de metano de una amplia variedad de fuentes.
Compresión de Metano	La fabricación y/o comercialización de compresores para capturar metano de respiraderos de tanques, pozos u otras fuentes, y devolver este metano recuperado al proceso, mecheros o sistemas de combustible.
Aire de Instrumentos	El suministro de aire u otros gases a los dispositivos neumáticos existentes para reemplazar el metano como fluido impulsor.
Bombas químicas	La fabricación y/o comercialización de bombas químicas que operan en sistemas que no liberan metano, como las bombas eléctricas o de aire. Estas bombas con energía alternativa son una solución específica para la ventilación de bombas químicas.
Dispositivos eléctricos	La fabricación y/o comercialización de dispositivos que funcionan con electricidad que reemplazan los dispositivos operados neumáticamente.
Generación de electricidad	La recolección, almacenamiento y uso de metano para alimentar un generador y proporcionar electricidad. Este metano, de otro modo, se habría liberado a la atmósfera. La electricidad generada puede utilizarse en el sitio para alimentar las operaciones o entregarse a la red.
Servicios	
Detección, Medición, Cuantificación, Monitoreo	La detección y medición del flujo de gas, incluida la capacidad física de desplazarse al campo y de detectar y medir los volúmenes/tasas de metano emitidos por diversos equipos. Esta categoría incluye el monitoreo si el equipo permanece en el sitio.
Investigación	La investigación de la idoneidad de diversas tecnologías en la detección o mitigación de metano, y/o la prestación de servicios complementarios de pruebas y desarrollo a proveedores o productores.
Informes	El uso de software para tomar los volúmenes medidos de metano y preparar informes gubernamentales o internos.
Gestión	La provisión de servicios de gestión, que incluye: identificar, medir y mitigar las emisiones de metano, proporcionar recomendaciones sobre cómo optimizar el gasto de capital y brindar capacitación. Estas organizaciones tienen un conocimiento amplio de las complejidades de varios productos y servicios de detección y eliminación de fugas, y, generalmente, poseen un conocimiento profundo de las regulaciones y políticas gubernamentales.

Tecnología nueva rediseño /	La investigación del proceso general de producción, separación y entrega, así como las recomendaciones de cambios de diseño para mejorar la eficiencia o reducir las emisiones de metano.
--	---