business@tlbscorporation.com
TLBS CORPORATION
tlbs.corporation



WWW.TLBSCORPORATION.COM

ALL RIGHTS RESERVED
TLBS Corporation
COPYRIGHT

"División Industrial:
Facilities Hard Services"
Línea de Servicios de Energía
y Medio Ambiente

GREEN PLANET

OIL & GAS USA



Soluciones Integrales de Ingeniería y Consultoría
para Proyectos de Oil & Gas: Sistema de tratamiento
y manejo de aguas producidas por
Fracking/Flowback/Drilling & Well Services

TLBS 2020
MAGAZINE

TENDENCIAS DIGITALES
TLBS 2020 REVISTA

TLBS Corporation

WWW.TLBSCORPORATION.COM



TLBS Corporation

Somos tu compañia

ALL RIGHTS RESERVED
TLBS Corporation
COPYRIGHT

WWW.TLBSCORPORATION.COM



CALENTAMIENTO GLOBAL

Hoy más que nunca la comunidad internacional coincide en que uno de los mayores retos que enfrenta el planeta es la preservación de la vida, mitigar lo que amenaza al planeta y a la humanidad. El modelo de producción junto al desarrollo industrial que ha prevalecido en los últimos 100 años, ha traído graves consecuencias ambientales debido a malas prácticas en la explotación, uso y aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos; alterando ecosistemas en extensivas regiones e inclusive afectando el equilibrio termodinámico en los océanos y en la atmósfera, generando grandes distorsiones en el clima global afectando la biodiversidad y comprometiendo la existencia de la vida.

Los Estados Unidos de América, consiente del gran papel que tiene como potencia mundial y corresponsable en estos cambios climáticos, en concordancia con sus principios fundacionales basados en la libertad, el progreso y la protección de todos los ciudadanos residentes del país, ha marcado pautas en sus políticas para el desarrollo económico, que buscan mitigar los efectos nocivos de la actividad industrial con énfasis en el sector Oil & Gas que figura como primero en la lista, por ser una de las actividades más ofensoras del ambiente, siendo entonces responsable de la contaminación del aire y del agua, a gran escala. Las políticas e incentivos públicos marcados por el gobierno Federal, están motivando a las fuerzas productivas de la sociedad a buscar soluciones económicamente sustentables que promuevan la preservación del ambiente. Reducir el impacto ambiental, en una forma más efectiva, debería ser uno de los objetivos de la actividad de producción y procesamiento de crudo y gas. La contaminación ambiental derivada de la actividad petrolera y gasífera se ve condicionada por tres variables:



Creditos: Wallpaper Flare

NEGOCIO SISTEMA DE GESTIÓN (SGE)

1. Elevados costos, es decir, las compañías operadoras no se arriesgan a realizar inversiones en proyectos ambientales por el alto riesgo económico - financiero que representa la construcción de una infraestructura adecuada. Este tipo de proyectos presenta un retorno de la inversión muy bajo o nulo.

2. Los gobiernos han desarrollado como medida de presión a través de leyes y decretos sanciones económicamente agresivas, para contrarrestar el impacto ambiental generado por este sector industrial.

3. Las compañías aseguradoras incrementan las pólizas según la afectación ambiental generada por las actividades de extracción de energía.

En tal sentido, TLBS Corporation como empresa de ingeniería y contratista general, ha integrado la tendencia ambientalista y de desarrollo sostenible desde el año 2019 con el impulso del proyecto denominado “Green Planet Oil & Gas” (GPOG). Este proyecto consiste en la creación de líneas de servicios para la industria petrolera que ayudaran a prevenir accidentes ambientales y preservar el equilibrio ambiental, a traves de las App, además cuenta con monitoreo en tiempo real (a distancia), para lograr un posicionamiento global. Para esto, se creó un sistema propio de gestión empresarial (SGE) controlado a través de un software llamado “Essential-ITS”. Este sistema ofrece soluciones integrales y tecnológicas, que permiten procesar datos operacionales extraídos en el campo para su seguimiento, desarrollo y control mediante modelos computacionales manejados desde dispositivos móviles a través de las App, y monitoreo en tiempo real (a distancia) para lograr un posicionamiento global. Como segunda herramienta tecnológica, el proyecto utiliza software: Computerized Main



Creditos: Fracttal

Management System (CMMS), para el control de fuga de gas en plantas industriales. Estas herramientas permitirán integrar las tecnologías emergentes como la (IA), Inteligencia Artificial, el Internet De Las Cosas (IoT), la robótica industrial y los vehículos aéreos no tripulados (drones). Adicionalmente confluye la nanotecnología y biotecnología en un solo sistema que podrá arrojar los resultados de inspección y saneamiento de instalaciones. La información capturada desde la actividad operacional, permitirá evaluar instalaciones, procesos y equipos que estén relacionados con la actividad de la producción de hidrocarburos y sus consecuencias. Consiguientemente se crean planes de acciones preventivas y correctivas como respuesta al impacto ambiental generado por dichas actividades, con el fin de disminuir el efecto invernadero, la contaminación de fuentes de aguas y el saneamiento de instalaciones industriales.

El Proyecto TLBS GPOG. “GREEN PLANET OIL&GAS” desde el Sistema de Gestión Empresarial (SGE) ofrece estudios de factibilidad técnico-económicas y soluciones integrales (técnicas, operativas y económicas) tres (3) Áreas de Desarrollo (AD) de ingeniería y proyectos, estas áreas de desarrollo son:

- **Disminución y aprovechamiento de gases de venteo / quema**
- **Tratamiento y reutilización de aguas producidas provenientes de la fractura hidráulica**
- **Inteligencia artificial para gestión de mantenimiento de activos e instalaciones**

Cada área, tiene como principal objetivo desarrollar las Líneas de Servicios para proyectos de Energía, Medio Ambiente y Mantenimiento como parte de los bienes y servicios ofrecidos en un portafolio de productos tangibles relacionados con el aire, cambio climático, agua, petróleo y gas natural para potenciales clientes y beneficiarios. Estas líneas de servicios son:

- **Flowback Gas** “Control y recuperación del gas de quema y venteo”
- **Outflow Gas** “Captura y sellado de fugas”
- **Artificial Intelligence** “IA” para la gestión del mantenimiento
- **Flowback Fracking** “Tratamiento y reutilización de agua producida”

Los Segmentos de Trabajo del Proyecto GPOG y nuestro Sistema de Gestión Empresarial (SGE), se rigen por los conceptos y herramientas de software localizadas en las diversas Áreas de Desarrollo (AD), que a su vez, tienen como objetivo establecer las Líneas de Servicios, siendo estas el producto final medible del proyecto. En la siguiente Figura n° 1 se plantea el diagrama. Ver figura 1 y 2.

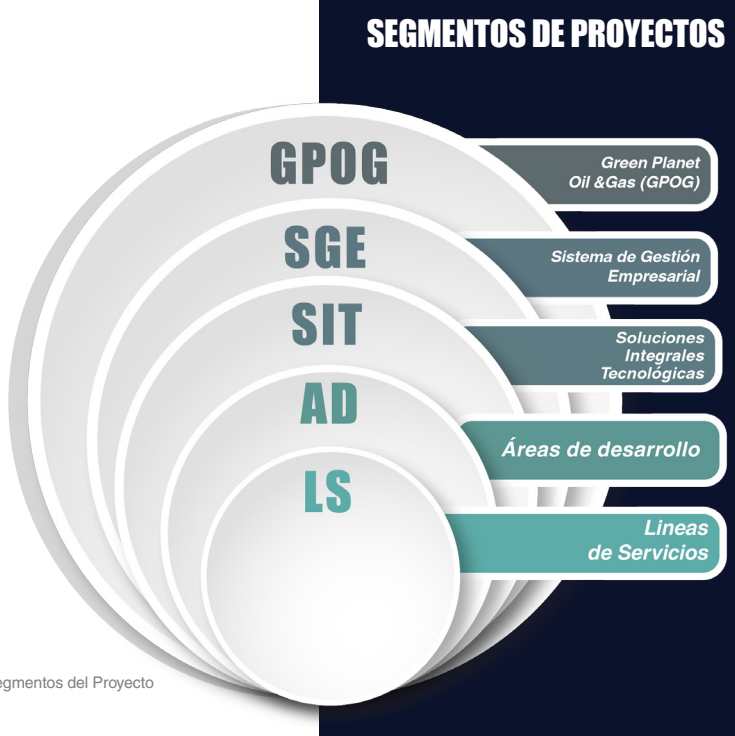


Figura 1. Segmentos del Proyecto

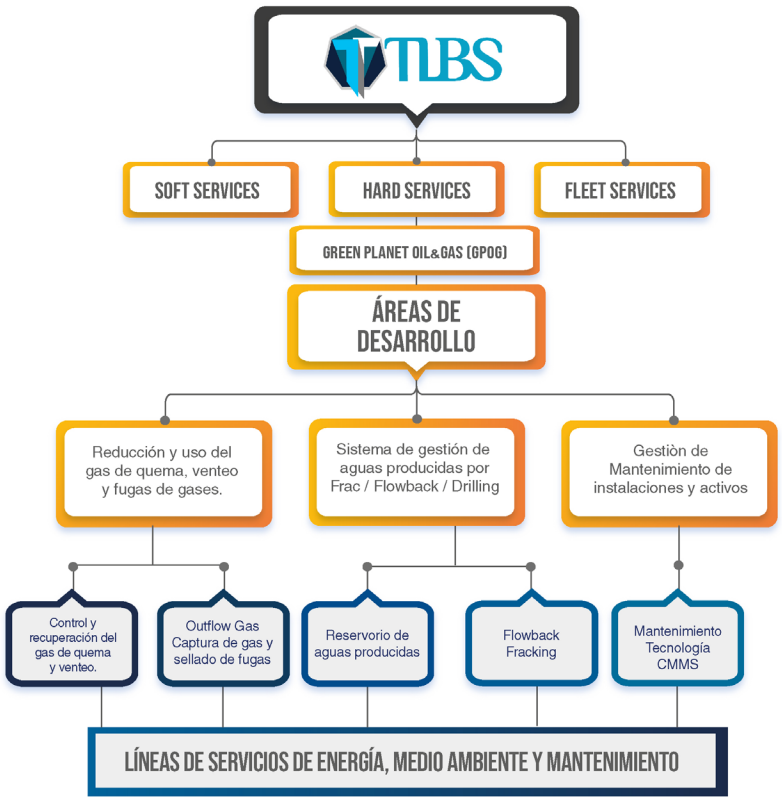


Figura 2. Áreas de Desarrollo.
Proyecto Green Planet Oil&Gas (GPOG).
TLBS Corporation.

Essential-ITS (Soluciones Integrales y Tecnológicas): Es un software de alta gama desarrollado por el equipo multidisciplinario de ingenieros y técnicos de TLBS CORPORATION.

GPOG OBJETIVOS

- Determinar el comportamiento del flujo por tuberías orientado a la prevención y corrección de fallas, fugas y por consiguiente daños ambientales.
- Desarrollar estrategias para mejorar la calidad de los procesos e instalaciones de manejo de gas natural.
- Establecer los planes controlados de acciones preventivas y correctivas para mitigar el impacto ambiental ocasionado por la quema y fuga de gas natural y gas metano.
- Procesar la data extraída del campo, obtenida desde un análisis cromatográfico del laboratorio tecnológico de gas, para determinar su valor o poder como fuente de energía.
- Procesar la data extraída del campo para analizar la calidad del agua proveniente de la fractura hidráulica para determinar su valor como fuente de energía.

Determinar la factibilidad técnica – económica para la adecuación de infraestructura e instalaciones que permitan el aprovechamiento del gas natural según las condiciones operacionales, ambientales y geográficas que apliquen. Es decir, implantar un Sistema de Gestión Empresarial (SGE) integrado a los procesos que permitirá un mejor manejo, uso y aprovechamiento del gas natural como recurso, siendo este la principal fuente de energía verde de interés nacional.

Ejecutar mejores prácticas para el manejo y procesamiento del gas natural, de igual forma para el tratamiento y disposición final del agua de fractura, bajo el seguimiento de un sistema tecnológico como: Essential-ITS, que evidenciará a través de alertas automáticas las posibles fallas técnicas y errores humanos que repercuten directamente en el ambiente.

El proyecto está sustentado tecnológicamente por conceptos modernos para el manejo y procesamiento de información de uso industrial. La utilidad de algunas tecnologías emergentes como el "Internet de las Cosas" (IoT) permitirá el aprovechamiento, en su máxima expresión, de los recursos, equipos, herramientas y procesos, que a su vez están interconectados con la "Inteligencia Artificial" (AI) para limitar el error humano y maximizar las posibilidades de éxito en las tareas y/o aplicaciones de la robótica industrial.



Creditos: bIGSTOCK

QUEMA, VENTEO Y FUGA DE GAS NATURAL

¿Un mal en potencia o un recurso energético?



QUEMA

VENTEO Y FUGA DE GAS NATURAL

¿Un mal en potencia o un recurso energético?

VENTEO QUEMA Y FUGA DE GASES



El Área de desarrollo para la reducción de quema, venteo y fuga, es una respuesta concreta al problema de las emisiones de gases a la atmósfera, en primer lugar busca disminuir las emisiones; en segundo lugar se deben aplicar las mejores prácticas de manejo y procesamiento para optimizar el aprovechamiento del recurso, su explotación racional controlada y comercialmente monetizada; en tercer lugar se plantea la reducción de las primas de riesgo (seguros financieros) y los pagos de impuestos o penalizaciones por los Gobiernos a causa de la contaminación por emisiones de gases de efecto invernadero. El proyecto incluye la incorporación al Sistema de MIDSTREAM (Plantas de procesamiento – procesos – facilidades para almacenamiento – transporte – líneas de recolección) las herramientas de última generación para reducir y controlar las fugas de Metano CH_4 asociadas a las tuberías y compresores. Adicionalmente, se incluyen tecnologías de inspección de tuberías, monitoreo externo y detección de fugas en tiempo real.

El Ambiente en Cifras. “Gas natural en Estados Unidos”

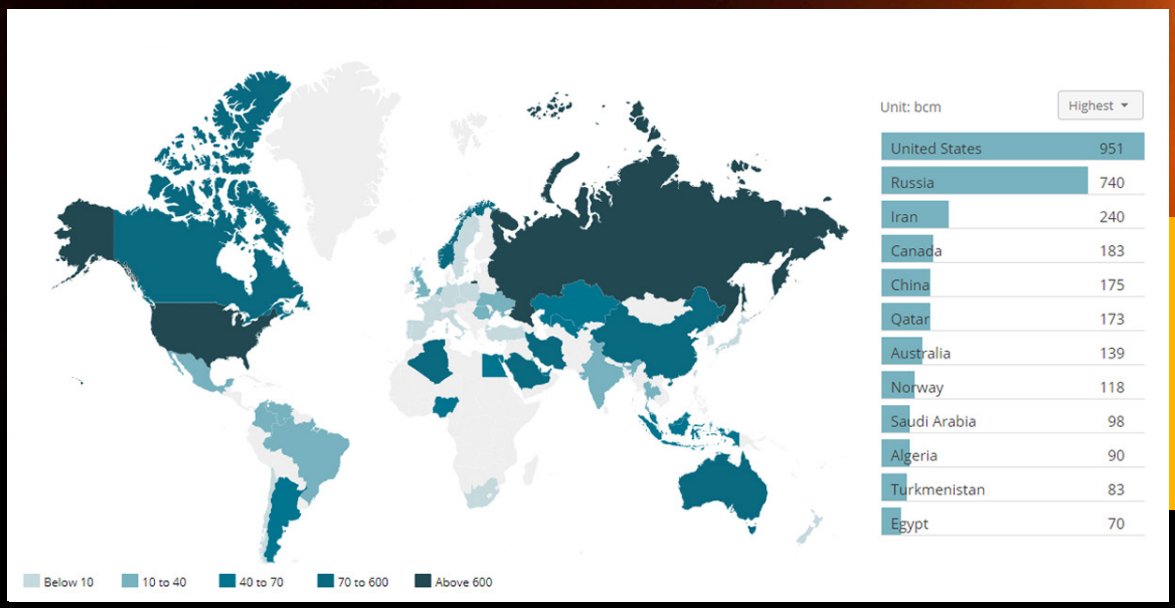


Figura 3. Volumen de emisiones CO_2 por ciudades
Fuente: ENERDATA, Global Energy Statistical Yearbook 2020



De acuerdo al informe anual de ENERDATA, Global Energy Statistical Yearbook 2020, en su más reciente informe de tendencias sobre la industria energética, los Estados Unidos de América ocupan la segunda posición con un aproximado de 4,920 $MtCO_2$, millones de toneladas métricas de dióxido de carbono, seguido de China como el país que genera el mayor volumen de emisiones de CO_2 con aproximadamente 9,729 $MtCO_2$, de la combustión de combustibles. Ver figura 3.



Creditos: Getty Images

Si consideramos que en producción de Gas Natural, los Estados Unidos de América ocupa la primera posición con un volumen aproximado de 951 BCM (Billones de Metros Cúbicos), seguido de Rusia con un aproximado de 740 BCM (Billones de Metros Cúbicos). Esto representará el 40% de la producción adicional de gas en el mundo en el año 2022, gracias al notable crecimiento de su industria nacional de esquisto. En el año 2022 EEUU superará a Australia y a Qatar en la exportación mundial de gas, según el análisis de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Además, la quema de gas promedio en EEUU para el año 2019 fue de aproximadamente 600.000 Millones de Pies Cúbicos, es decir 1.643,83 Millones de Pies Cúbicos por día, según World Energy Trade y se generaron 4,920 Millones de Toneladas de CO_2 ($MtCO_2$) por emisiones de Dióxido de Carbono (CO_2), en donde el Petróleo contribuyó con un 43% (2,115.6 $MtCO_2$), el Gas con un 34% (1,672.8 $MtCO_2$) y el Carbón con un 23% (1,131.6 $MtCO_2$).

La quema de 1,643.83 Millones de Pies Cúbicos por día representa una pérdida monetaria para el sector energético de los EEUU de US$ 2.9 Millones de dólares por día, para un total de US$ 1,067 Millones de Dólares al año. Ver Figura 4.

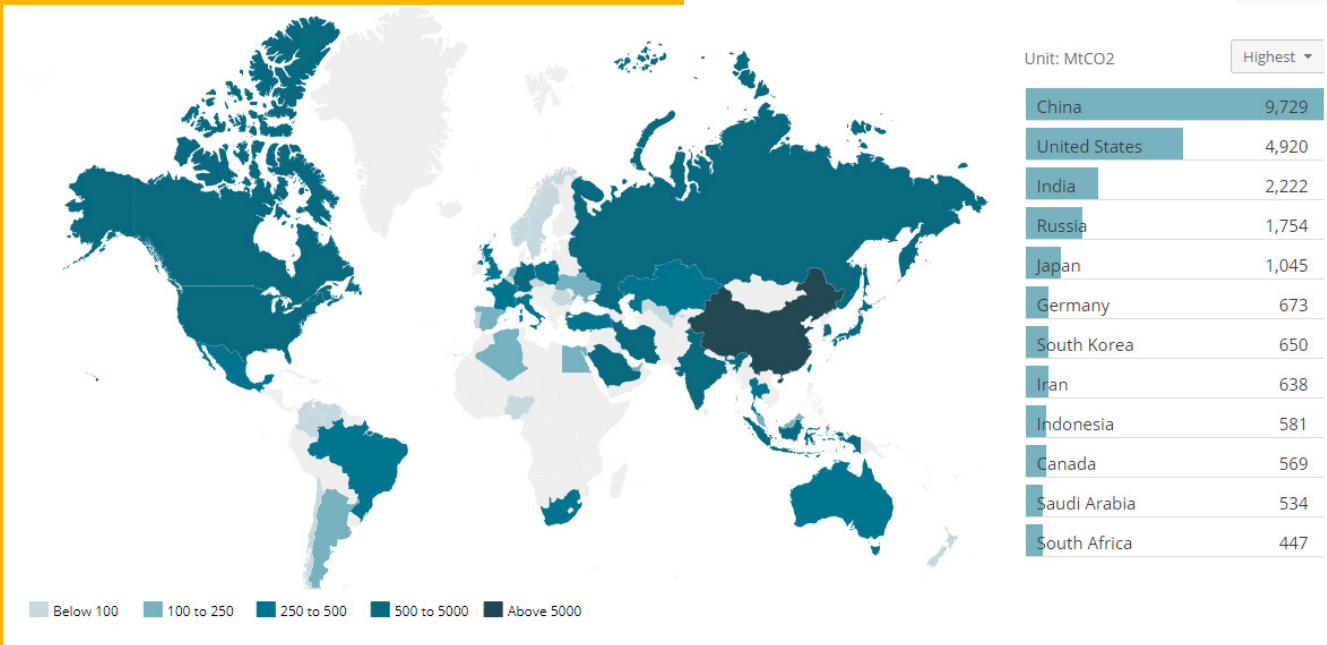


Figura 4. Produccion de Gas Natural por ciudades
Fuente: ENERDATA, Global Energy Statistical Yearbook 2020

Igualmente, el Metano (CH_4) es un potente "GHG" gas de efecto invernadero, su vida útil en la atmósfera es mucho más corta que la del Dióxido de Carbono (CO_2), sin embargo, atrapa más radiación. El impacto del metano sobre el cambio climático es más de 20 veces mayor que el Dióxido de Carbono durante un período de 100 años y alrededor de 86 veces mayor durante un período de 20 años. El Inventario nacional de gases de efecto invernadero de la Enviromental Protection Agency (EPA) estima que en 2012 (GHG) el Metano contribuyó aproximadamente con el 10% de las emisiones brutas de gases de efecto invernadero (GHG) sobre una base equivalente de CO_2 de fuentes antropogénicas de los EEUU. Según el estudio de "Science" que analizó las emisiones de Metano, aproximadamente el 2,3% del gas natural producido en EEUU escapa directamente a la atmósfera debido a equipos con fugas o descargas intencionales (Algunas de estas descargas están permitidas legalmente). Las fugas de Gas Metano para el año 2019 son de 2,564.73 Millones de Pies Cúbicos Día, lo que representa alrededor de US$ 4.5 millones de dólares perdidos en Gas Metano diariamente.

Por lo general, la producción de gas rico está asociada a las producciones de crudo, condiciones del yacimiento, variables económicas, características y composición del mismo. La falta de infraestructura para su captura, transporte y procesamiento hace que se tome la lamentable decisión de quemarlo, desaprovechando su valor comercial y estratégico. Por ejemplo, solo Dakota del Norte, quemó aproximadamente el 30% de todo el gas producido en el estado para el año 2019 siendo el promedio nacional inferior al 1% de la producción comercializada.

La Quema de gas asociada a la producción de petróleo, a menudo está permitida en la fase inicial de la explotación de los pozos; se pueden contabilizar los volúmenes de gas aprovechables para lo cual la infraestructura de gas (líneas de recolección, plantas de procesamiento y compresores) debe optimizarse o planificar la construcción de las facilidades operacionales en el caso de que estas no existan. Si el Gas Rico se recolecta y envía a plantas de procesamiento para extraer los Líquidos del Gas Natural (en base a riqueza del gas - hidrocarburos más pesados - GPM (1-4) número de galones de líquido por cada 1000 pie cubico de gas natural), luego fraccionarlos y finalmente transportarlo para su uso en el sector eléctrico, industrial, doméstico, petroquímico y petrolero, estaríamos entonces contribuyendo a minimizar los impactos sobre el ambiente, producto de la quema y el venteo de gas, al mismo tiempo reduciríamos el enorme desperdicio de materia prima. Ver figura 4.

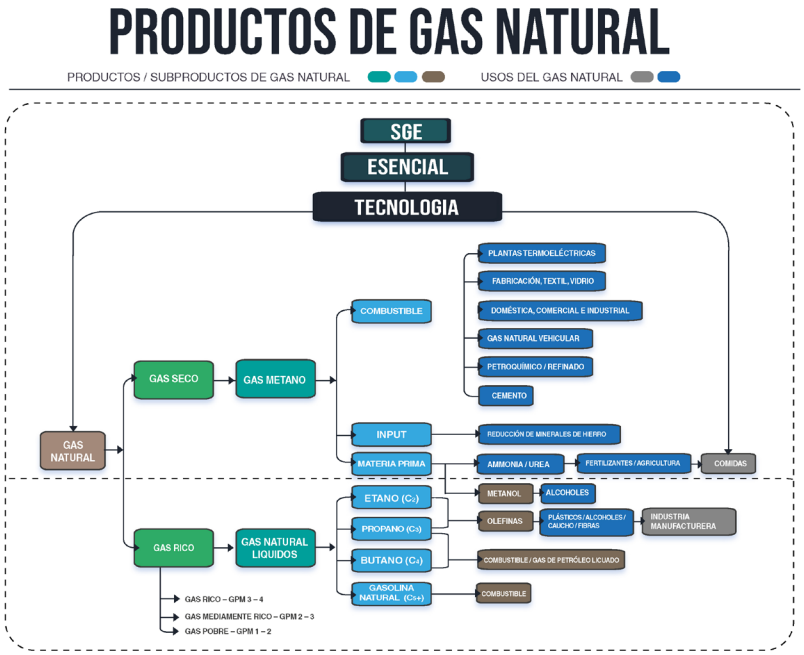
Adicionalmente, el gas recuperado en función de su composición, nivel de riqueza y procesamiento, tiene diversos usos, una vez procesado se generan productos, sub-productos de alto valor comercial de interés nacional e internacional para exportación:

1.- Gas Seco, cuenta con Gas Metano, este se utiliza para reinyección en los yacimientos para mantener la energía e incrementar la recuperación de crudo, también se utiliza como combustible para plantas termoeléctricas, desplazando el uso del carbón que contribuye significativamente a las emisiones de Dióxido de Carbono CO_2. Además tiene uso doméstico, comercial e industrial, de igual forma se utiliza en la petroquímica y refinación, en las plantas procesadoras de cemento, como gas natural vehicular e insumo para reducción de mineral de hierro y como materia prima para producción de Amoníaco/Urea (Fertilizantes para agricultura - Alimentos) y Metanol (Alcoholes).

2.- Gas Rico ó Gas Pobre, contienen alta o baja riqueza en hidrocarburos más pesados (GPM 1 – 4), que al someterlo a un proceso de extracción obtenemos los líquidos del Gas Natural (LGN), que posteriormente son fraccionados y sometidos a procesos criogénicos para obtener productos: Etano (C_2), Propano (C_3), Butanos (C_4), Pentano (C_5), Gasolina Natural (C_6) y Nafta Residual (C_7) , que son productos de alto valor comercial y de exportación, además son materia prima para procesos petroquímicos para producir Olefinas (Plásticos, Alcoholes, Caucho, Fibras), que se usan como combustible y Gas Licuado de Petróleo.

CADENA DE VALOR PARA EL MANEJO Y TRATAMIENTO DEL GAS NATURAL (QUEMA / VENTEO / FUGA)

El primer objetivo pretende alcanzar resultados y metodología obtenida de las mejores prácticas desde las ciencias de ingeniería aplicada que permitirán identificar el tipo de gas de quema o venteo desde su captura, procesamiento de datos en el campo y la clasificación en base a su composición y análisis físico-químico [Componentes pesados - gas rico y componentes livianos - gas seco.] La Figura 5 muestra la cadena de valor del gas para el análisis, y productos derivados de la producción, procesamiento, transporte, distribución y comercialización para proyectos Onshore y Offshore en instalaciones petroleras.



GPM: CANTIDAD DE GALONES DE LÍQUIDO QUE SE PUEDEN EXTRAER DE CADA 1000 PIES CÚBICOS DE GAS NATURAL.

CADENA DE VALOR DE GAS

Figura 5. Gas Natural clasificación. "Cadena de Valor". Tlbs Corporation, Departamento de Ingeniería y Proyecto

El segundo objetivo conforma las bases de ingeniería económica orientadas a comprobar la composición química y poder energético del gas de estudio para su monetización. Es decir; determinar y definir el valor comercial basado en el resultado fisicoquímico y energético de los sub productos del gas natural, tales como: Etano, Propano, Butano, Pentano, Gasolina Natural, Nafta y Gas Residual clasificados como la principal materia prima de insumos para otros procesos que tienen un alto valor comercial para monetizar a través de los sectores: Petroquímicos, Termoeléctrico, Manufactura, Doméstico, Comercial, Cemento y Metalúrgico, Industrial y Vehicular.

Las investigaciones iniciadas para el proyecto en desarrollo desde el 2019, tienen como único propósito controlar a través de un sistema de gestión integral como es el: Essential ITS, la quema y venteo de gas natural y la fuga de gas metano. Se abordará con unas pruebas pilotos e implantación con una contribución a corto plazo del (5%), mediano plazo (12%), y largo plazo (25%) en un periodo de 10 años proyectadas en la tabla 1.

Reducción de quema y ventilación de gas proyectadas (MMCF) Día / Año			
Proyección en años de quema y ventilación reducidas	Proyectado contribución (%)	Producción promedio (MMCFD)	Producción promedio (MMCFA)
Término corto 1-3 años	5 %	82,19	29.999,50
Término medio 3-5 años	12 %	197,26	71.998,80
Término largo 5-10 años	25 %	410,95	149.997,49

Tabla 1. Proyección en Volúmen de Reducción de Quema y Venteo de Gas
Fuente: Tlbs Corporation, Departamento de Ingeniería y Proyecto

El resultado esperado de esta línea de servicios del proyecto tiene como alcance lograr una recuperación entre el (5% – 25%) de la quema y venteo de gas en instalaciones petroleras, que se traduce entre un 82.2 – 411.0 Millones de Pies Cúbicos de gas por día que se dejarían de quemar y ventear al ambiente. Por cada Millón de Píes Cúbico de gas día que se recupere, ayudamos a reducir la emisión de 0,0082 Millones de Toneladas de (CO_2) al día que en términos del (5% – 25%) del gas a recuperar representaría entre 0.67 – 3.37 Millones de Toneladas de (CO_2), ($MtCO_2$) al día y que al año representaría 246.0 – 1,229.98 Millones de Toneladas de (CO_2), ($MtCO_2$) que dejan de impactar al ambiente como gas de efecto invernadero. De igual manera logrará reducir las penalizaciones ambientales hacia las empresas del sector Oil&Gas. Cada Millón de Pie Cúbico Día recuperado tiene un valor promedio de US$ 1778,37 que al año en términos absolutos (5 – 25%) representarían monetizar entre US$ 53.35 – US$ 266.75 Millones de Dólares. Ver Tabla 2.

Reducción de volumen por emisión de gases (GEI) Millones de gases de efecto invernadero ($MtCO_2$)			**Ahorros proyectados por quemaduras o gas recuperado ventilado (US $ x $MtCO_2$)**	
Proyección en años de quema reducida y ventilación	$MtCO_2$/Dìa	$MtCO_2$/Año	Millones de (US $) dólares / día (MMCFD)	Millones de (US $) dólares / año (MMCFY)
Término corto 1-3 años	0,67	246,00	$ 0,15	$ 53,35
Término medio 3-5 años	1,62	590,39	$ 0,35	$ 128,04
Término largo 5-10 años	3,37	1229,98	$ 0,73	$ 266,75

Tabla 2. Monetización – Ahorro por Gas Recuperado.
Fuente: Tlbs Corporation Departamento de Ingeniería y Proyecto

RECUPERACION DEL GAS DE QUEMA Y VENTEO EN INSTALACIONES PETROLERAS



Creditos: Getty Images



Creditos: GTGrafics

CORTO PLAZO: 1-3 AÑOS:

La Contribución estimada es sobre (5%), que representa un volumen de reducción de quemas y venteo de: (82.2 Millones de pie cúbicos/Día). Con una reducción de emisión de gases efecto invernadero de: (0.67 $MTCO_2$/Día). Millones de Toneladas de CO_2 por día. Esto representa unas (246 $MTCO_2$/año). La Monetización se proyecta en un promedio (0.15) Millones de ($) Dólares/Día. (53.35) Millones de ($) Dólares/año.

MEDIANO PLAZO: 3-5 AÑOS:

La Contribución estimada es sobre (12%), que representa un volumen de reducción de quema y venteo de: (197.3 Millones de pie cúbicos/Día). Con una mitigación de emisión de gases de efecto invernadero de: (1.62 $MTCO_2$/Día). Millones de toneladas de CO_2 por día. Esto representa unas (590.39 $MTCO_2$ / año). Monetización: (0.35) Millones de ($) Dólares/Día. (128.04) Millones de ($) Dólares/año.



Creditos: Wallpaper Abyss



Creditos: Raconteur by Felicia Jackson

LARGO PLAZO: 5-10 AÑOS

La Contribución estimada es sobre (25%), que representa un volumen de reducción de quema y venteo de: (411.0 Millones de pie cúbicos /Día). Con una mitigación de emisión de gases de efecto invernadero de: (3.37 $MTCO_2$/Día). Millones de toneladas de CO_2 por día. Esto representa unas (1,229.98 $MTCO_2$ / año). Monetización: (0.73) Millones de ($) Dólares /Día. (266.75) Millones de ($) Dólares/año. Reducción de impuestos por emisión de gases o penalizaciones ambientales (12%) representada en (16.85) Millones de ($) Dólares/Día. (6,149.98) Millones de ($) Dólares/año.

Fuente de estimaciones y calculo aplicado al proyecto:
La Reducción de impuestos por emisión de gases o penalizaciones ambientales que propone el proyecto en sus primeras estimaciones en base al largo plazo (25%) representa unos: (13.82) Millones de ($) Dólares/Día. (5,042.92 Millones de ($) Dólares/Año. Estimadas en base a lo establecido por el Regional Greenhouse Gas Initiative – publicado en The New York Time abril 04, 2019 – Carbono, Emisiones, Precios). Precio por tonelada de CO2 (5 US$), porcentaje de emisiones cubiertas 18 %, tomando como base nueve estados de EEUU, que han establecido un nivel máximo de emisiones permitidas, al sector energético sobre las cuales se aplicó el cálculo para proyectar las estimaciones de reducción preliminares. Es una respuesta concreta al problema de las emisiones de gases a la atmósfera por fugas detectadas en

EL ÁREA DE DESARROLLO PARA LAS FUGAS DE METANO Y MONETIZACIÓN

instalaciones petroleras en áreas de extracción y procesamiento del gas natural. Se pretende disminuir la emisión de gases (a la atmosfera) y reducir el alto riesgo de explosiones, aplicando las mejores prácticas de manejo y procesamiento para un mayor aprovechamiento del recurso.
Su explotación racional controlada desde la tecnología artificial para la gestión de mantenimiento, además busca reducir las primas de riesgo de seguros y los pago de impuestos o penalizaciones por los gobiernos, como consecuencia de la contaminación por emisión de gases de efecto invernadero; abordado desde el inicio de las pruebas pilotos e inspecciones en instalaciones industriales con proyección a corto, mediano y largo plazo proyectadas en la tabla número 3.

Reducción del volumen de fuga de gas metano (MMCF)				Ahorros proyectados por gas no emitido / no fuga de gas (US $ x MMCF)	
Proyección en años de reducción de emisiones de metano	Proyectado contribución (%)	Fugas - Emisiones de gas metano / día (MMCFD)	Fugas - Emisiones de gas metano / año (MMCFY)	Millones de US $ Dólares / Día (MMCFD)	Millones de dólares estadounidenses / año (MMCFY)
Término corto 1-3 años	5 %	128,24	46.806,32	$ 0,23	$ 83,24
Término medio 3-5 años	12 %	307,77	112.335,17	$ 0,55	$ 199,77
Término largo 5-10 años	25 %	641,18	234.031.61	$ 1,14	$ 416,20

Tabla 3. Fugas de Metano y Monetización.
Tlbs Corporation, Departamento de Ingeniería y Proyecto



Creditos: AFP

FUGAS DETECTADA EN INSTALACIONES PETROLERAS

GAS FUGITIVO

CORTO PLAZO: 1-3 AÑOS

La Contribución estimada es sobre (5%), que representa un volumen de reducción de fugas y emisiones de gas metano: (128.24 Millones de pie cúbicos /Día). Esto constituye un 46,806.32 Millones de pie cúbicos/Año). La Monetización se proyecta en un promedio de (0.23) Millones de ($) Dólares/Día. (83.24) Millones de ($) Dólares/Año.

MEDIANO PLAZO: 3-5 AÑOS

La Contribución estimada es sobre (12%), que representa un volumen de reducción de fugas y emisiones de gas metano: (307.77 Millones de pie cúbicos / Día). Esto constituye 112,335.17 Millones de pie cúbicos/Año). La Monetización se proyecta en un promedio de (0.55) Millones de ($) Dólares/Día. (199.77) Millones de ($) Dólares/Año.

LARGO PLAZO: 5-10 AÑOS

La Contribución estimada es sobre (25%), que representa un volumen de reducción de fugas y emisiones de gas metano: (641.18 Millones de pie cúbicos/Día). Esto constituye 234,031.61 Millones de pie cúbicos/Año). La Monetización se proyecta en un promedio de (1.14) Millones de ($) Dólares/Día. (416.20) Millones de ($) Dólares/Año.

Fuente: Estimaciones y calculo aplicado al proyecto de acuerdo al estudio de Science, que analizó las emisiones de Metano, aproximadamente el 2,3% del gas natural producido en EEUU, escapa directamente a la atmósfera, debido en parte a equipos con fugas o descargas intencionales.

MONETIZACIÓN DEL GAS RECUPERADO

La producción de los Líquidos del Gas Natural (LGN) de los EEUU para el 2019 de acuerdo a la U.S Energy Information Administration (EIA) fue de 1.756.753 de barriles (22), es decir 4.813 barriles por dìa, que representaron un ingreso aproximado para el 2019 de US$ 70.000 Millones de Dólares. A través de este proyecto, se podrá cuantificar hasta un 60% del gas recuperado que se quema y ventea entre 49.32– 256.57 Millones de Pies Cúbicos de Gas por Día, y que posee características y composición de gas rico, medianamente rico y gas pobre, que a través de infraestructura de extracción y fraccionamiento se obtendrían en promedio líquidos del Gas Natural por el orden de entre 3,522.56 – 17,612.82 Barriles Día de LGN, se generarían productos y sub-productos de alto valor comercial y de exportación por un monto de US$ 0.17 - 0.85 Millones de Dólares por día, que al año representarían un ingreso promedio para el sector energético de los EEUU de entre US$ 62.38 – 311.91 Millones de Dólares.



Creditos: IStock

Se pretende redireccionar y almacenar una gran parte del gas recuperado para disminuir la emisión de gases a la atmosfera, para un mayor aprovechamiento del recurso. Su explotación racional controlada, a pesar de evitar una alta contaminación, que impacta en el cambio climático del planeta, se procesa para convertirlo en una fuente de ingreso económico para las principales empresas operadoras, desde la extracción de líquidos o productos derivados del gas natural recuperado. La esencia operacional del proyecto parte desde las inspecciones en instalaciones industriales, ofreciendo la ingeniería basada en el alto estándar de regulaciones y el control desde las soluciones tecnológicas con proyección a corto, mediano y largo plazo proyectadas en la Tabla 4.

	Volumen de Gas (MMPCD)	Tipo de GAS en base a su composición	Calidad de GAS	Nivel de Riqueza (GPM)	Volumen obtenido por cada millón de pie cubico recuperado (Barriles de LGN)	Productos fraccionados de alto valor comercial (BLS)		Monetización (MMUS$ / BLS DAY)	Monetización (MMUS$ / BLS YEAR)	Total MMUS$ DÌA	Total MMUS$ AÑO
Corto Plazo (5%)	49,31	Gas rico - Medio rico Gas - Gas pobre	Alta riqueza (GPM: 3 - 4) Medio Riqueza (GPM: 2-3) Baja riqueza (GPM: 1 - 2)	4	4.696,75	2.113,54	Propano (C3)	0,084	30,74	0,23	83,18
						704,51	Butano regular (NC4)	0,034	12,31		
						610,58	ISO butano (IC4)	0,030	10,89		
						516,64	Pentano (C5)	0,033	11,87		
						422,71	Gasolina natural (C6)	0,027	9,76		
						328,77	Nafta residual (C7)	0,021	7,61		
				3	3.522,56	1.585,15	Propano (C3)	0,063	23,06	0,17	62,38
						528,38	Butano regular (NC4)	0,025	9,23		
						457,93	ISO butano (IC4)	0,022	8,17		
						387,48	Pentano (C5)	0,024	8,90		
						317,03	Gasolina natural (C6)	0,020	7,32		
						246,58	Nafta residual (C7)	0,016	5,71		
				2	2.348,38	1.056,77	Propano (C3)	0,042	15,37	0,11	41,59
						352,26	Butano regular (NC4)	0,017	6,15		
						305,29	ISO butano (IC4)	0,015	5,44		
						258,32	Pentano (C5)	0,016	5,93		
						211,35	Gasolina natural (C6)	0,013	4,88		
						164,39	Nafta residual (C7)	0,010	3,81		
				1	1.174,19	528,38	Propano (C3)	0,021	7,69	0,06	20,79
						176,13	Butano regular (NC4)	0,008	3,08		
						152,64	ISO butano (IC4)	0,007	2,72		
						129,16	Pentano (C5)	0,008	2,97		
						105,68	Gasolina natural (C6)	0,007	2,44		
						82,19	Nafta residual (C7)	0,005	1,90		

Tabla 4. Líquidos del Gas Natural / Productos Fraccionados / Monetización. Corto Plazo.
Tlbs Corporation Departamento de Ingeniería y Proyecto

CORTO PLAZO: 1-3 AÑOS

La Contribución estimada es sobre (5%). El gas rico recuperado representa un volumen de 49.31 Millones de pie cúbicos/Día, que en función del nivel de riqueza del gas y su composición, tendríamos un gas con alta riqueza (GPM 3-4), mediana riqueza (GPM 2-3) ó baja riqueza (GPM 1-2), lo cual define la cantidad de líquido que se puede extraer por cada millón de pié cúbico de gas natural, y los subsecuentes productos fraccionados que se obtendrían: Propano, Butanos, Pentano, Gasolina, Nafta Residual. Así para un GPM 3, se obtendría un volumen de 3,522.56 Barriles de Líquidos del Gas Natural (LGN), que al fraccionarlos generan productos cuya monetización asciende a 0.171 Millones de ($) Dólares/ Día y representa 62.38 Millones de ($) Dólares/Año).

	Volumen de Gas (MMPCD)	Tipo de GAS en base a su composición	Calidad de GAS	Nivel de Riqueza (GPM)	Volumen obtenido por cada millón de pie cubico recuperado (Barriles de LGN)	Productos fraccionados de alto valor comercial (BLS)		Monetización (MMUS$ / BLS DAY)	Monetización (MMUS$ / BLS YEAR)	Total MMUS$ DÌA	Total MMUS$ AÑO
Mediano Plazo (12%)	118,36	Gas rico - Medio rico Gas - Gas pobre	Alta riqueza (GPM: 3 - 4) Medio Riqueza (GPM: 2-3) Baja riqueza (GPM: 1 - 2)	4	11.272,20	5.072,49	Propano (C3)	0,202	73,78	73,98	199,62
						1.690,83	Butano regular (NC4)	0,081	29,54	29,62	
						1.465,39	ISO butano (IC4)	0,072	26,13	26,20	
						1.239,94	Pentano (C5)	0,078	28,48	28,55	
						1.014,50	Gasolina natural (C6)	0,064	23,42	23,49	
						789,05	Nafta residual (C7)	0,050	18,27	18,32	
				3	8.454,15	3.804,37	Propano (C3)	0,152	55,34		149,72
						1.268,12	Butano regular (NC4)	0,061	22,15		
						1.099,04	ISO butano (IC4)	0,054	19,60		
						929,96	Pentano (C5)	0,059	21,36		
						760,87	Gasolina natural (C6)	0,048	17,57		
						591,79	Nafta residual (C7)	0,038	13,71		
				2	5.636,10	2.536,25	Propano (C3)	0,101	36,89		99,81
						845,42	Butano regular (NC4)	0,040	14,77		
						732,69	ISO butano (IC4)	0,036	13,06		
						619,97	Pentano (C5)	0,039	14,24		
						507,25	Gasolina natural (C6)	0,032	11,71		
						394,53	Nafta residual (C7)	0,025	9,14		
				1	2.818,05	1.268,12	Propano (C3)	0,051	18,45		49,91
						422,71	Butano regular (NC4)	0,020	7,38		
						366,35	ISO butano (IC4)	0,018	6,53		
						309,99	Pentano (C5)	0,020	7,12		
						253,62	Gasolina natural (C6)	0,016	5,86		
						197,26	Nafta residual (C7)	0,013	4,57		

Tabla 5. Líquidos del Gas Natural / Productos Fraccionados / Monetización. Mediano Plazo.
Tlbs Corporation Departamento de Ingeniería y Proyecto

MEDIANO PLAZO: 3-5 AÑOS

La Contribución estimada es sobre (12%). El Gas Rico recuperado representa un volumen de 118.36 Millones de pie cúbicos/Día, que en función del nivel de riqueza del gas y su composición, tendríamos un gas con alta riqueza (GPM 3-4), mediana riqueza (GPM 2-3) ó baja riqueza (GPM 1-2), lo cual define la cantidad de líquido que se puede extraer por cada millón de pie cúbico de gas natural, y los subsecuentes productos fraccionados que se obtendrían: Propano, Butanos, Pentano, Gasolina, Nafta Residual. Así para un GPM 3, se obtendría un volumen de 8,454.15 Barriles de Líquidos del Gas Natural (LGN), que al fraccionarlos generan productos cuya monetización asciende a 0.410 Millones de ($) Dólares/Día y representa 149.72 Millones de ($) Dólares/Año). Ver Tabla 6.

	Volumen de Gas (MMPCD)	Tipo de GAS en base a su composición	Calidad de GAS	Nivel de Riqueza (GPM)	Volumen obtenido por cada millón de pie cubico recuperado (Barriles de LGN)	Productos fraccionados de alto valor comercial (BLS)		Monetización (MMUS$ / BLS DAY)	Monetización (MMUS$ / BLS YEAR)	Total MMUS$ DÍA	Total MMUS$ AÑO
Largo Plazo (25%)	246,57	Gas rico - Medio rico Gas - Gas pobre	Alta riqueza (GPM: 3 - 4) Medio Riqueza (GPM: 2-3) Baja riqueza (GPM: 1 - 2)	4	23.483,76	10.567,69	Propano (C3)	0,421	153,71		415,88
						3.522,56	Butano regular (NC4)	0,169	61,54		
						3.052,89	ISO butano (IC4)	0,149	54,43		
						2.583,21	Pentano (C5)	0,163	59,33		
						2.113,54	Gasolina natural (C6)	0,134	48,80		
						1.643,86	Nafta residual (C7)	0,104	38,07		
				3	17.612,82	7.925,77	Propano (C3)	0,316	115,28		311,91
						2.641,92	Butano regular (NC4)	0,126	46,15		
						2.289,67	ISO butano (IC4)	0,112	40,83		
						1.937,41	Pentano (C5)	0,122	44,49		
						1.585,15	Gasolina natural (C6)	0,100	36,60		
						1.232,90	Nafta residual (C7)	0,078	28,55		
				2	11.741,88	5.283,84	Propano (C3)	0,211	76,85		207,94
						1.761,28	Butano regular (NC4)	0,084	30,77		
						1.526,44	ISO butano (IC4)	0,075	27,22		
						1.291,61	Pentano (C5)	0,081	29,66		
						1.056,77	Gasolina natural (C6)	0,067	24,40		
						821,93	Nafta residual (C7)	0,052	19,04		
				1	5.870,94	2.641,92	Propano (C3)	0,105	38,43		103,97
						880,64	Butano regular (NC4)	0,042	15,38		
						763,22	ISO butano (IC4)	0,037	13,61		
						645,80	Pentano (C5)	0,041	14,83		
						528,38	Gasolina natural (C6)	0,033	12,20		
						410,97	Nafta residual (C7)	0,026	9,52		

Tabla 6. Líquidos del Gas Natural / Productos Fraccionados / Monetización. Largo Plazo.
Tlbs Corporation Departamento de Ingeniería y Proyecto

LARGO PLAZO: 5-10 AÑOS

La Contribución estimada es sobre (25%). El Gas Rico recuperado representa un volumen de 118.36 Millones de pie cúbicos / Día, que en función del nivel de riqueza del gas y su composición, tendríamos un gas con alta riqueza (GPM 3-4), mediana riqueza (GPM 2-3) ó baja riqueza (GPM 1-2), lo cual define la cantidad de líquido que se puede extraer por cada millón de pié cúbico de gas natural, y los subsecuentes productos fraccionados que se obtendrían: Propano, Butanos, Pentano, Gasolina, Nafta Residual. Así para un GPM 3, se obtendría un volumen de 8,454.15 Barriles de Líquidos del Gas Natural (LGN), que al fraccionarlos generan productos cuya monetización asciende a 0.410 Millones de ($) Dólares/Día y representa 149.72 Millones de ($) Dólares/Año).

Las base de las ciencias de ingeniería aplicada por la compañía permiten desarrollar el uso de nuevas tecnologías y aplicaciones para gas natural desde el internet de las cosas (IoT) y la Inteligencia artificial a (AI), tecnología de drones y robótica industrial, con el propósito de poder operar desde los servicios para el control remoto de variables sobre el manejo y procesamiento del gas natural, se trabaja en la creación de programas y mecanismos para mostrar comportamientos considerados inteligentes de los sistemas de manejo de gas y sistemas de simulación computacional, para el análisis del comportamiento del flujo de Gas por las tubería y superficies irregulares; para desarrollar estrategias metodológicas que comprenden estudios de calidad, seguridad e impacto ambiental.

Así como estudios de factibilidad para el uso y adecuación de infraestructura existente, proyectos de ampliación de la infraestructura de procesamiento de gas y acuerdos para optimizar el uso, comercialización de este recurso energético. Para aprovecharlo, ese gas debe ser recolectado por tuberías, separado, enviado a plantas compresoras para aumentar su presión, en las plantas de procesamiento para extraer los Líquidos del Gas Natural (en base a riqueza del gas), y finalmente ser transportado para para su uso en el sector eléctrico, industrial, doméstico, petroquímico y petrolero.



AGUAS PRODUCIDAS

COMO RECURSO HÍDRICO

EL TALÓN DE AQUILES DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO



Credito: Alex Wong/Getty Images

AGUAS PRODUCIDAS

COMO RECURSO HÍDRICO

EL TALÓN DE AQUILES DE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO



Creditos:Trent Jacobs,
JPT Digital Editor/Evolution
Well Services

FRAC & FLOWBACK

DRILLING & WELL SERVICES

Estados Unidos de América es el país posicionado en el primer lugar en la aplicación de fractura hidráulica de yacimientos no convencionales, tal y como puede verse en la Figura 6. Durante la última década resolvió su problema energético con esta práctica de extracción de gas y petróleo, de hecho, se convirtió en el país que más dinero invierte en esta técnica. En vista del impacto ambiental que esta actividad ocasiona, estableció numerosos controles sobre el tema del fracking, dado que esta práctica está asociada a la contaminación de los cuerpos de agua con cientos de aditivos químicos y escapes de metano. Otro gran productor en potencia es Sudamérica, liderado por Argentina y sus cuantiosos recursos de este gas, ocupando el segundo, seguido de China y Canada en cuanto a capacidad de explotación.

Los primeros cuatro países que hacen fracking. Operaciones de petróleo y gas no convencionales "UOG"



EEUU 1



ARGENTINA 2



CHINA 3



CANADA 4

Figura 6. Los primeros cuatro países que hacen fracking. Operaciones de petróleo y gas no convencionales "UOG"
Fuente: EIA Energy Information Administration USA.



Creditos: WESA/ Deanna Garcia

El agua residual o agua producida proveniente del flowback regresa a la superficie cargada de cientos a miles de compuestos químicos, que por sus altas concentraciones estas aguas se convierten en un agente activo contaminante. EEUU es señalado por las consecuencias ambientales a causa de la operación del fracking en yacimientos petroleros no convencionales. Estos yacimientos caracterizados como NO Convencionales se deben trabajar por medio de Unconventional Oil&Gas Operations “UOG” debido a su baja o nula permeabilidad para poder extraer los hidrocarburos presentes; en consecuencia ocasiona daños a millones de litros de agua y efluentes naturales contaminados con sustancias toxicas.

Existe una preocupación global con respecto al desarrollo de las “UOG” está relacionada con los impactos en la calidad del agua, los ecosistemas y el bienestar de la población. En el Reino Unido la Royal Society dijo que la práctica del fracking puede ser utilizada siempre y cuando los pozos de petróleo y gas sean construidos bajos estrictos estándares, a cierta profundidad y con un manejo adecuado de aguas residuales. La Enviromental Protection Agency a través de su informe EPA-600-R-16-236ES (Fracturación hidráulica para petróleo y gas: impactos del ciclo del agua de fractura hidráulica en los recursos de agua potable en los Estados Unidos, Dic 2016) expone que el agua producida puede contener muchos constituyentes, dependiendo de la composición del fluido del fracturamiento hidráulico inyectado y del tipo de roca hidráulicamente fracturada. El conocimiento de la composición química del agua producida proviene de la recolección y análisis de muestras, lo que a menudo requiere equipos y técnicas de laboratorio avanzadas que pueden detectar y cuantificar productos químicos en esta agua . En general, se ha encontrado que el agua producida contiene:

- Sales, incluidas las compuestas de cloruro, bromuro, sulfato, sodio, magnesio y calcio.
- Metales incluidos como aluminio, Arsenio, bario, manganeso, hierro estroncio.
- Compuestos orgánicos de origen natural, que incluyen benceno, tolueno, etilbenceno, xilenos (BTEX), aceite y grasa.
- Materiales radiactivos, incluido el radio.
- Químicos de fractura hidráulica y sus productos de transformación química.

El agua es el componente principal de casi todos los fluidos de fractura hidráulica, típicamente representa el 90-97% del volumen total de líquido inyectado en un pozo. El volumen medio de agua utilizado, por pozo, para la fractura hidráulica fue de aproximadamente 1,5 millones de galones (5,7 millones de litros) entre enero de 2011 y febrero de 2013, como se informa en (Análisis de los datos del fluido de fracturación hidráulica del FracFocus Registro de divulgación química EPA Report). Hubo una amplia variación en los volúmenes de agua reportados por pozo, con 10th y 90th percentiles de 74,000 galones (280,000 litros) y 6 millones de galones (23 millones de litros) por pozo, respectivamente.

Tzahi Cath en el (Quadrennial Technology Review 2015) aseguró que: "Alrededor de unos 335 mil millones de galones de agua por día se retiran para su uso en los Estados Unidos y los datos indican que la mayor parte es para enfriamiento termoeléctrico, seguido de riego para las actividades agropecuarias. Al diferenciar aún más estos usos por estados y región, señalo que en el oeste, el agua se utiliza principalmente para riego mientras que en el este se usan principalmente para enfriamiento termoeléctrico. En términos de estado tanto California como Texas son grandes productores y usuarios de agua"



Creditos: Wallpaper Images

Los impactos locales en la cantidad de agua potable ocurrieron en áreas con mayor actividad de fracturación hidráulica. En 2011, por ejemplo, los pozos de agua potable en un área que recubre el Haylesville Shale se quedaron sin agua debido a las aguas subterráneas más altas de lo normal con arrastre y sequía (Louisiana Ground Water Resources Commission, 2012). Las extracciones de agua por fracturación hidráulica contribuyeron a estas condiciones, junto con otros usuarios de este líquido y la falta de precipitación. También se han reportado impactos en aguas subterráneas en Texas. En un estudio de caso detallado, (Scanlon et al. (2014) estimaron que los niveles de agua subterránea en aproximadamente el 6% del área estudiada disminuyeron en 100 pies (31 metros) a 200 pies (61 metros) o más, después de que la actividad de fracturación hidráulica aumentara en 2009.

En el más reciente informe de la Enviromental Protetion Agency (Fracturación hidráulica para petróleo y gas: impactos del ciclo del agua de fractura hidráulica en los recursos de agua potable en los Estados Unidos, Dic 2016)



Creditos: Pat Sullivan/REX/Shutterstock

Se presentan los volúmenes de agua producida que pueden variar según el pozo, la formación de rocas y el tiempo después de la fracturación hidráulica. Más adelante anuncia, los grandes volúmenes de agua utilizados para la fracturación hidráulica alrededor de 4 millones de galones (15 millones de litros) por pozo en el esquisto de Marcellus y el esquisto de Barnett, se deben recolectar y manipular de cientos de miles a millones de galones de agua producida en el sitio. El volumen de agua producido por día generalmente disminuye con el tiempo, por lo que los volúmenes manejados en el sitio inmediatamente después de la fracturación hidráulica pueden ser mucho mayores que los volúmenes manejados cuando el pozo produce petróleo y / o gas. La EPA pudo también identificar valores de toxicidad oral crónica de las fuentes de datos seleccionadas para 98 de los 1,084 productos químicos que se informó que se utilizaron en fluidos de fractura hidráulica entre 2005 y 2013. Peligros potenciales para la salud humana asociados con la exposición oral crónica a estos productos químicos en cáncer de clude, efectos del sistema inmunitario, cambios en el peso corporal, cambios en la química sanguínea, cardiotoxicidad, neurotoxicidad, toxicidad hepática y renal, y toxicidad reproductiva y del desarrollo. Varios derrames de fluidos o aditivos provenientes de la fracturación hidráulica han sido documentados en una base de datos administrada por el estado. Los datos recopilados en dichos estudios arrojaron que las causas principales de estos derrames fueron ocasionados por fallas en los equipos y errores humanos. Por ejemplo, un análisis de la EPA de informes de derrames donde se vieron relacionadas: nueve agencias estatales, nueve operadores de pozos de petróleo y gas y nueve compañías de servicios de fracturación hidráulica, caracterizaron 151 derrames de fluidos, en sitios de pozos o cerca de ellos, en 11 estados entre enero de 2006 y abril de 2012 (US EPA, 2015). Estos derrames fueron causados principalmente por fallas en el equipo (34% de los derrames) o error humano (25%), y más del 30% de los derrames fueron de unidades de almacenamiento de fluidos (por ejemplo, tanques, contenedores y remolques). De manera similar, un estudio de derrames reportados a la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Colorado identificó 125 derrames durante la estimulación de pozos (es decir, una parte de la vida útil de un pozo de petróleo y gas que a menudo, pero no siempre, incluye fracturación hidráulica) entre enero 2010 y agosto de 2013 (Colorado Oil and Gas Conservation Commission 2014). De estos derrames, el 51% fueron causados por errores humanos y el 46% se debió a fallas en el equipo.



El Área de Desarrollo para el tratamiento, reutilización y disposición final de las Aguas Producidas producto de la Fractura Hidráulica (FLOWBACK) está enfocada en desarrollar procesos tecnológicos para los tratamientos físicos, químicos y biológicos de dichas aguas, estos incluyen:

- Filtración.
- Coagulación.
- Adsorción.
- Desinfección.
- Filtración biológicamente activa.
- Procesos de birreactor de membrana de secuenciación por lotes junto con ultrafiltración y nanofiltración.



Creditos: Filtomat Water

El proyecto parte de la factibilidad económica, se debe tomar en cuenta el consumo de energía según el tratamiento del agua que se utilizará y la generación de productos-residuos (resultado del tratamiento del agua congénita) en relación con las tecnologías de tratamiento actuales. Para tratar el agua producida con una calidad de agua dulce, actualmente hay tres procesos principales: Osmosis inversa (RO, una vez por encima de 50.000 miligramos de sólidos disueltos totales "TDS" por litro, el RO se vuelve económicamente ineficiente). Destilación al vacío /recompresión mecánica del vapor. Cristalización para lograr la calidad del agua dulce del agua producida y la tecnología escudo de plata como la de mayor capacidad de filtración.

El surgimiento de las posibles soluciones de esta problemática aborda la práctica de la fractura hidráulica en yacimientos no convencionales. La producción de petróleo y gas prevista para los próximos 10 años en los Estados Unidos de América traerá mayores consecuencias a nivel de impactos ambientales.

TLBS Corporation desarrolla actualmente un proyecto con la aplicación de tecnologías de vanguardia para reutilizar el agua en el fracturamiento hidráulico a través de la línea de servicios "Flowback".

El principal objetivo de esta área de desarrollo es reutilizar las aguas producidas en la inyección a nuevos pozos, en su defecto garantizar una mejor disposición final después de un proceso de tecnología de filtrado, que permita controlar los 1084 componentes químicos que según Chemical Abstracts Service Record (CASRN) pudieran estar presentes en el agua producida. El alcance es lograr utilizar la tecnología de filtrado según la cadena de valor para lograr la mayor pureza del agua y reinyectarla o reutilizarla.

AGUA PRODUCIDA



Creditos: Green School

CADENA DE VALOR PARA EL MANEJO Y TRATAMIENTO DE AGUA PRODUCIDA DE LA FRACTURA HIDRÁULICA. (SEPARACIÓN / PURIFICACIÓN / DISPOSICIÓN FINAL)

La ingeniería aplicada a esta solución integral propuesta por la compañía parte desde los más recientes avances de la biotecnología y la nanotecnología, que hasta la fecha le han permitido seleccionar los métodos de: Osmosis inversa, Destilación al vacío/recompresión mecánica del vapor y Cristalización para lograr la calidad del agua dulce del agua producida. Se estudia también la tecnología "Silver Shield" o tecnología escudo de plata desarrollado por la NASA para evaluar los costos y factibilidad del proyecto como parte de la contribución a los daños ambientales. Ver figura 7.

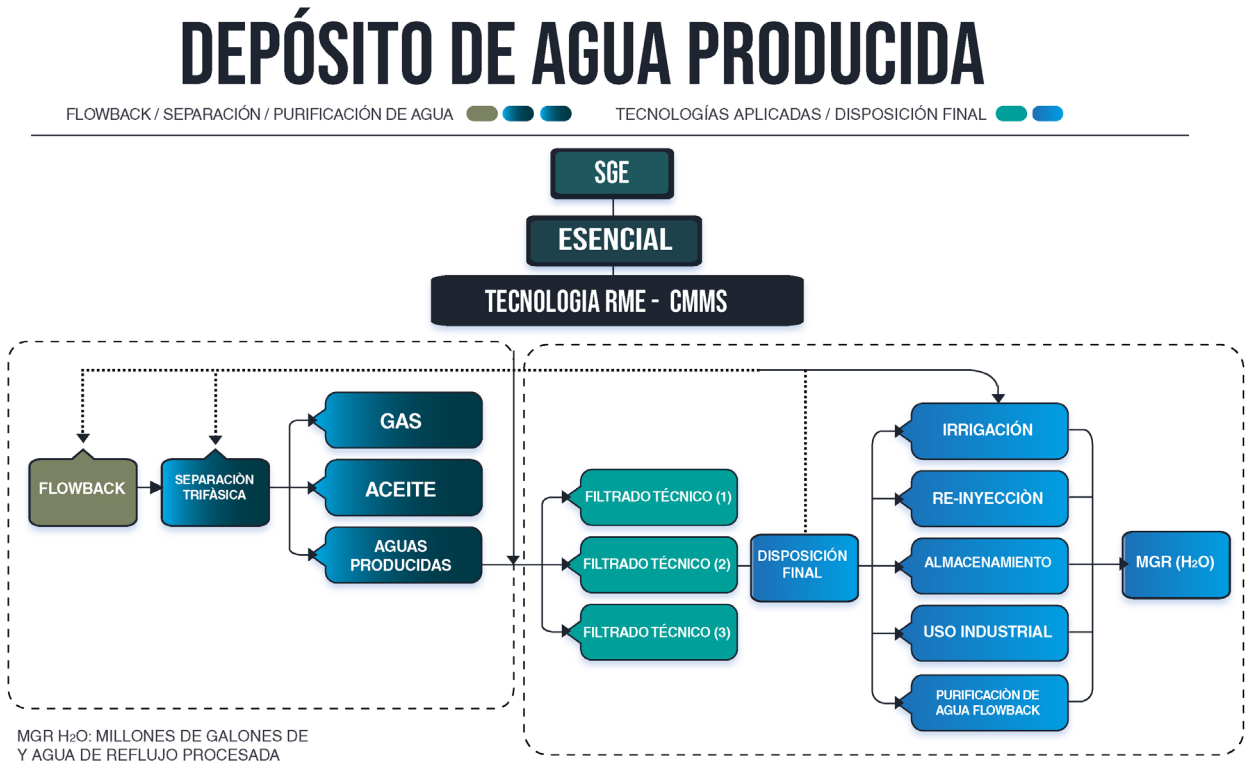


Figura 7. Cadena de valor para el manejo y tratamiento de agua producida de la fractura Hidráulica.
Tlbs Corporation, Departamento de Ingeniería y Proyecto

SILVER SHIELD

TECNOLOGIA CMMS

PARA GESTION DE MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES PETROLERAS

MEJORES PRÁCTICAS



Creditos: IFS Blog

El Área de Desarrollo tecnológica se centra en el software CMMS para la gestión de Mantenimiento de Instalaciones Oil&Gas. TLBS Corporation básicamente apunta a la solución de problemas operacionales y de mantenimiento desde los servicios de ingeniería, consultoría y ejecución de proyectos industriales. Las operaciones se desarrollarán desde la ingeniería de confiabilidad y mantenimiento industrial "RME". Se aplicarán las mejores prácticas operacionales de mantenimiento bajo estándares de clase mundial. Además se busca automatizar y digitalizar los procesos desde la tecnología de inteligencia artificial (IA) y el Internet de las cosas (IoT).

Estos sistemas inteligentes conexos a las herramientas tecnológicas de alta gama como: Software / Hardware CMMS, se utilizan desde la planificación de recursos empresariales "ERP" hasta el control de presupuesto y gastos en la gestión de activos empresariales "EAM". La ingeniería de mantenimiento del proyecto está basada en la filosofía "TPM" : Mantenimiento Productivo Total, apoyada en el aseguramiento de la calidad a través de las regulaciones para optimizar la gestión de las instalaciones y activos en pro de reducir las fallas humanas y las fallas de equipos; con esto se busca mejorar tres indicadores resultantes: Disponibilidad, Confiabilidad y Mantenibilidad Operacional, en instalaciones que operan con aguas de fractura hidráulica y el manejo o procesamiento de gas natural.

El propósito, sin duda, es reducir los graves daños ambientales. Se busca prevenir y minimizar las fugas y emisiones de gas metanos (Fugitive – Gas) o derrames ocasionados por fallas humanas o defectos de equipos en instalaciones de Oil & Gas. Otras tecnologías que aceleran este tipo de proyectos serían: la robótica industrial y el vehículo aéreo no tripulado (drone) utilizadas en la fase de inspección para el control del mantenimiento. Ver Figura 8.

GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

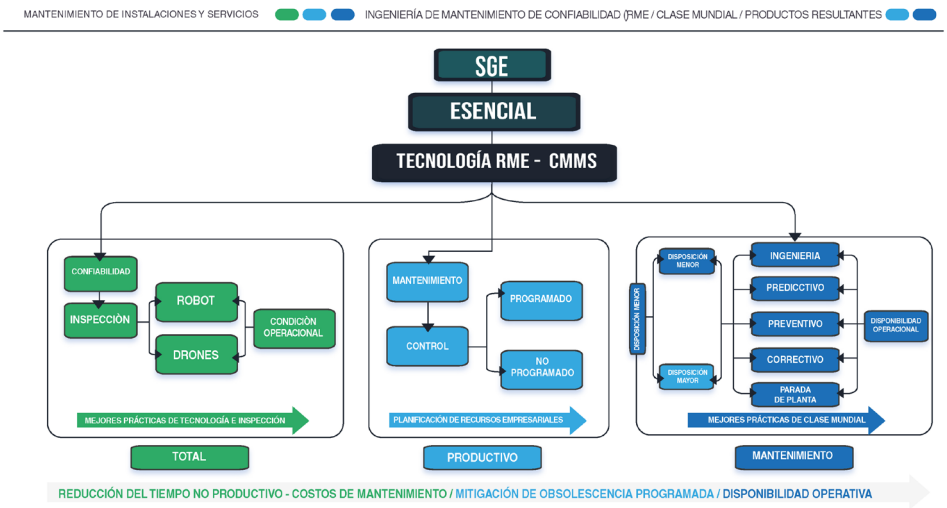


Figura 8. SGE Sistema de Gestión Empresarial Tecnología CMMS / EAM para el Mantenimiento Productivo Total

TALENTO HUMANO

QUE FORMA PARTE DEL EQUIPO DE ALTO DESEMPEÑO

El proyecto (GPOG) que está conformado por un equipo multidisciplinario de expertos con alta competencias en diversas ramas de la ingeniería entre los que se destacan: los ingenieros PhD Javier Agostini (Director Ejecutivo), MSc Nemrod Contreras (Director de Proyectos), Ing. Nelson Sanoja (Gerente de Proyectos Especiales), Licdo. Enderson Velasquez (Especialista en desastres Ambientales) y MSc. Ninett Vielma Piña (Asesor de Estudios Integrados de Yacimiento de Oil&Gas). Para el desarrollo del Software "Essential ITS" trabajan el equipo de Ingenieros desarrolladores conformados por, Luis González (Líder Desarrollador del Sistema Essential ITS) y Adrián Araviche (Líder Desarrollador de Sistema Essential ITS), quienes llevan al lenguaje de programación ideal la tarea de procesar todos los cálculos matemáticos e integración física, termodinámica y comportamiento de flujo de fluidos desarrollados por los expertos al modelado computacional, con la aplicación conceptual del "Internet de las Cosas" (IoT) y la Inteligencia artificial (AI) para la robótica industrial.

TLBS Corporation

TLBS ha puesto en práctica estrategias de contratación y esquemas de trabajo que han permitido poner a disposición de EEUU un talento humano altamente competente, experimentado y orientado al logro. Sin duda el equipo aportará grandes beneficios al desarrollo y sostenimiento de la economía, en el marco de esta crisis pandémica que afecta la economía de Estados Unidos de América. Se busca contribuir con las necesidades y problemas de interés nacional que limita, la importación de recursos requeridos para el reimpulso industrial y del país como primera potencia del mundo.

Finalmente, se iniciaron los cálculos y simulaciones preliminares con estimaciones presupuestarias, en donde se proyecta la consolidación de esta propuesta para los próximos 18 a 24 meses. 2021-2022. El avance general del proyecto GPOG es del 7%, iniciado desde finales del 2019, tiene un ciclo de vida con proyección para los próximos 10 años en los Estados Unidos de América (2020 -2030). Se construye desde la división Industrial: "Facilities Hard Services" de la compañía y sus fases de desarrollo presentan el siguiente avance: Fase: 1 Visualización: 75%; Fase 2 Conceptualización: 80%; Fase 3 Definición: 80%; Fase Cuatro 4: Implantación: 0%; Fase 5: Operación: 0%.



Ph.D. Javier Agostini
(Director Ejecutivo)



MSc. Nemrod Contreras
(Director de Proyectos)



Ing. Nelson Sanoja
(Gerente de Proyectos Especiales)



MSc. Ninett Vielma Piña
(Asesor de Estudios Integrados de Yacimiento de Oil&Gas)



Licdo. Enderson Velásquez
(Especialista en desastres Ambientales)

TLBS Corporation

Somos tu compañia



CREDITOS

Proyecto GPOG Desarrollado por:
PhD Javier Agostini
MSc: Nemrod Contreras

Apoyo Técnico y Asesoría técnica de Ingeniería aplicada:
MSc Ninett Vielma
Ing: Nelson Sanoja
Licdo: Enderson Velasquez

Diseño Gráfico, imagen, impresión
y Edición a Dos Idiomas.

Licda: Naidybeth Vásquez.
MSc: Eilyn Velasquez.
Licda: Scarlett Storno.