

**Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas
Departamento de Química**



**Análisis de la necesidad de utilización de un Sistema de Detección
de Gases Fijo en la Planta de Procesamiento de Crudo
perteneciente a la EPEP Centro**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo
Mención: Producción de petróleo**

Autor: Ing. Frank Javier Chil Olivera

Matanzas, 2023

**Universidad de Matanzas
Facultad de Ciencias Técnicas
Departamento de Química**

**Centro Politécnico del Petróleo
Sede: Varadero**



**Análisis de la necesidad de utilización de un Sistema de Detección
de Gases Fijo en la Planta de Procesamiento de Crudo
perteneiente a la EPEP Centro**

**Trabajo final en opción al Título Académico de Especialista en Perforación de
pozos de petróleo y producción de petróleo
Mención: Producción de petróleo**

Autor: Ing. Frank Javier Chil Olivera

Tutor: MSc. Yunier Morales García
Dr. C. Jesús D. Luis Orozco

Matanzas, 2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente del Tribunal

Miembro del Tribunal

Miembro del Tribunal

Calificación

Ciudad, fecha

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, Frank Javier Chil Olivera, declaro ser el único autor de esta investigación realizada en la Universidad de Matanzas, como requisito parcial para optar por la Especialidad de Postgrado en Perforación de Pozos de Petróleo y Producción de Petróleo. Mención Producción de petróleo y autorizo que la misma sea utilizada por la mencionada Institución y por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro como material de consulta. Para que así conste, firma:

Nombre y Apellidos

Firma

DEDICATORIA

A mis padres:

Por ser ejemplos de voluntad y sacrificio durante toda mi trayectoria estudiantil y mi vida en general.

A mi esposa:

Por darme dos hijos maravillosos. Por ser mi soporte y mis fuerzas para seguir adelante en todos los momentos. Por ser el motor capaz de mover este barco que por fin ha llegado a buen puerto.

A mis hijos:

Por ser artífices de los momentos más felices de mi vida y para que les sirva de ejemplo en su vida estudiantil y laboral.

A mi hermano:

Por estar siempre al tanto de mis resultados y de mi bienestar. Por disfrutar de todos mis logros y estar orgulloso de mí.

AGRADECIMIENTOS

- A mi tutor Yunier Morales García por su acertada orientación y su inestimable colaboración.
- A mi tutor Orozco por contribuir con sus conocimientos a la realización de esta investigación.
- A las profesoras de Inglés por tener tanta paciencia.
- A todos los profesores que formaron parte del claustro que impartió la especialidad.
- A Yamilé Martínez Ochoa por su labor orientadora durante todo el transcurso de la especialidad.
- A mis amigos del Taller de Instrumentación y el Grupo de Calidad por su colaboración y apoyo incondicional.
- A mis familiares y amigos que siempre han estado presentes para mí,

A todos,

¡Muchas Gracias!

RESUMEN

Este trabajo se realiza en la Planta de Procesamiento de Crudo perteneciente a la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, instalación donde por su naturaleza se tiene que lidiar con altas concentraciones de Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), gas altamente tóxico que por sus propiedades físico-químicas puede afectar no solo la salud humana, sino que también puede provocar daños considerables en la infraestructura industrial. Las concentraciones de gas presentes en el ambiente de esta planta suelen superar con frecuencia los límites admisibles relacionados en la NC 872-2011, situación que justifica que se tomen medidas para garantizar un monitoreo continuo y los detectores portátiles existentes hoy, no solo no lo garantizan, sino que sus alarmas solo son detectadas por el trabajador que lo porta, lo cual no garantiza una evacuación inmediata del personal en caso de fuga o avería. Se definen las principales fuentes de fuga existentes y se utiliza el programa ALOHA para predecir el movimiento de las nubes tóxicas que generan, información vital para definir la posible ubicación de 15 sensores de H_2S que en su conjunto serán capaces de identificar la posible fuente de fuga y proporcionar la información necesaria para emitir alertas o tomar medidas de contención oportunas.

ABSTRACT

This work is carried out in the Crude Processing Plant belonging to the Downtown Oil Drilling and Extraction Company, a facility where by its nature it has to deal with high concentrations of Hydrogen Sulfide (H₂S), a highly toxic gas that due to its physical-chemical properties can affect not only human health, but also cause considerable damage to industrial infrastructure. The gas concentrations present in the environment of this plant often exceed the admissible limits listed in the NC: 872-2011, a situation that justifies taking measures to guarantee continuous monitoring and the portable detectors existing today, not only do not guarantee this, but also their alarms are only detected by the worker who carries it, which does not guarantee an immediate evacuation of personnel in the event of a leak or breakdown. The main sources of existing leaks are defined and the ALOHA program is used to predict the movement of the toxic clouds they generate, vital information to define the possible location of 15 H₂S sensors that together will be able to identify the possible source of the leak. and provide the necessary information to emit alerts or take appropriate containment measures.

Tabla de contenidos

INTRODUCCIÓN	1
Capítulo 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	8
1.1. Caracterización medioambiental de la EPEC Centro.....	8
1.1.1. Posibles impactos medioambientales en la EPEC Centro.....	8
1.1.2. Acciones ambientales en la EPEC Centro para minimizar los impactos..	9
1.2. Características y propiedades físico-químicas de las sustancias involucradas en el proceso tecnológico.	11
1.2.1. Petróleo crudo nativo. PCN	11
1.2.2. Gas natural del Petróleo. GNP	12
1.2.3. Sulfuro de Hidrógeno. H ₂ S.....	13
1.2.4. Nafta	14
1.3. Escenarios de Riesgo	15
1.3.1. Nube Tóxica	15
1.3.2. Límites admisibles de exposición laboral	17
1.3.3. Peligros de la Exposición al H ₂ S	18
1.4.1. ALOHA.....	20
Conclusiones derivadas del Análisis Bibliográfico.....	21
CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO	22
2.1. Características de la Planta de Procesamiento de Crudo.....	22
2.1.1. Recepción de crudos	23
2.1.2. Calentamiento inicial	23
2.1.3. Segunda Etapa de Separación de Gases	24
2.1.4. Bombeo hacia los tanques de tratamiento con calentamiento final.....	25
2.1.5. Trasiego hacia la Estación Cabecera del Oleoducto y Venta.....	25
2.2. Sistemas de Detección de Gases	26
2.2.1. Detectores de Gases Portátiles.....	27
2.2.2. Sistema de Detectores de Gases Fijos	28
2.3. Principales fuentes de fuga	30

2.3.1. Tanques de tratamiento	30
2.3.2. Tanques de petróleo de la ECO	31
2.3.3. Otras posibles fuentes de fuga.....	32
2.4. Estimación del movimiento de las nubes tóxicas	33
2.4.1. Programa informático a utilizar.....	33
2.4.2. Establecimiento de las condiciones de trabajo con el programa ALOHA....	34
Conclusiones derivadas del Diseño Metodológico	37
CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS	38
3.1. Análisis del alcance de las áreas de atmósferas peligrosas obtenidas mediante <i>ALOHA</i>	39
3.1.1. Tanque 6	40
3.1.2. Tanques 7 y 8	42
3.1.3. Tanques 15 y 16	44
3.1.4. Tanque 14	46
3.1.5. Tanques de la ECO.....	47
3.2. Ubicación de los sensores para detectar la presencia de concentraciones peligrosas en las fuentes de fugas.....	49
3.2.1. Tanque 6	49
3.2.2. Tanques 7 y 8	50
3.2.3. Tanques 15 y 16	50
3.2.4. Tanque 14	51
3.2.5. Tanques de la ECO.....	52
3.3. Ubicación de los sensores para proteger los locales con presencia de personal	53
3.3.1. Cuarto de control de la ECO	55
3.3.2. Laboratorio de ensayos y Oficina de los Tecnólogos.....	55
3.3.3. Calderas.....	56
3.3.4. Taller de Mantenimiento a Recolección	57
3.3.5. Taller de Extracción.....	58
3.3.6. Edificio Administrativo	59
3.3.7. Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción.....	60

Conclusiones derivadas del Análisis de los Resultados.....	62
CONCLUSIONES.....	63
RECOMENDACIONES	64
BIBLIOGRAFÍA	65
ANEXOS	67

INTRODUCCIÓN

La protección del sistema ambiental global ha sido uno de los principales objetivos de la humanidad en los últimos años, para ello se han realizado variadas y complejas tareas para lograr identificar las causas y los efectos de los problemas ambientales, y poder así trazar estrategias que permitan frenar la acelerada e irracional explotación de los recursos naturales.

La problemática ambiental se ha convertido en un componente fundamental del proceso de desarrollo; no es posible la toma de decisiones al margen de la evaluación de los impactos ambientales causados por la construcción de un proyecto, obra o actividad y de la gestión ambiental necesaria para su adecuado manejo.

La preocupación por la degradación ambiental ha aumentado a nivel mundial, pues sus consecuencias pueden determinar graves resultados en el bienestar humano y el progreso de las naciones. El desarrollo económico de forma sostenible que no ocasione afectaciones sobre la calidad del medio ambiente, los servicios y beneficios ecológicos, se convierten en una opción obligada, tanto para países desarrollados como subdesarrollados.

En nuestros días, la preocupación generalizada por la situación de deterioro que presenta el medio ambiente ha provocado un resurgimiento de las teorías de la Economía Ambiental en muchos países.

El entorno en el que vivimos cada vez va siendo más exigente con el cuidado del medio ambiente debido a los problemas de contaminación y agotamiento de los recursos naturales renovables y no renovables, en búsqueda de una mejor calidad de vida y asegurar la vida del planeta. Para su logro se requiere que las empresas tomen conciencia de los daños que causan al medio natural cuando no se tienen los cuidados y los equipos necesarios para su protección.

En Cuba la preservación del medio ambiente constituye un objetivo que está presente en las estrategias de desarrollo, se han elevado considerablemente la producción industrial, y otras actividades que también generan desechos. El incremento del nivel de vida implica además una mayor demanda de servicios.

El país presta especial atención a la protección del medio ambiente en el contexto de una política de desarrollo consagrada en la obra revolucionaria iniciada en 1959, como expresión de lo cual, el Artículo 27 de la Constitución de la República postula que:

“El Estado protege el medio ambiente y los recursos naturales del país. Reconoce su estrecha vinculación con el desarrollo económico y social sostenible para hacer más racional la vida humana y asegurar la supervivencia, el bienestar y la seguridad de las generaciones actuales y futuras”.

Es deber de todo ciudadano contribuir a la protección del agua, la atmósfera, la conservación del suelo, la flora, la fauna y todo el potencial de la naturaleza.

El desarrollo sostenible es el proceso de elevación equitativa de la calidad de vida de las personas, mediante el cual se procura el crecimiento económico y el mejoramiento social, en una combinación armónica con la protección del medio ambiente, de modo que se satisfacen las necesidades de las actuales generaciones, sin poner en riesgo la satisfacción de las necesidades de las generaciones futuras. Propiamente, la actividad dirigida a extraer combustibles fósiles es también un referente en cuanto a protección de la salud se refiere, aunque todavía quedan muchas aristas que estudiar para tener un mayor cuidado de la salud de los trabajadores.

El desarrollo de sistema de salud centrado en el bienestar del hombre y la sensible elevación del nivel de escolaridad de la población y de su calificación técnica profesional, han sido factores fundamentales de protección de la salud laboral.

Dentro de los principios fundamentales que rigen el derecho de trabajo en Cuba está “el derecho de los trabajadores a la seguridad y salud en el trabajo, mediante la adopción de medidas para la prevención de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales (Asamblea Nacional, 2013)

El Código del Trabajo plantea además en su artículo 126 que “la seguridad y salud en el trabajo tiene como objetivos garantizar condiciones seguras e higiénicas, prevenir los accidentes, enfermedades profesionales y otros daños a la salud de los trabajadores y al medio ambiente laboral” motivo por el cual el artículo siguiente define que “el empleador está obligado a cumplir la legislación sobre seguridad y salud en el trabajo y adoptar las medidas que garanticen condiciones laborales seguras e higiénicas, así como la prevención de accidentes de trabajo, enfermedades profesionales, incendios, averías u otros daños que puedan afectar la salud de los trabajadores y el medio ambiente laboral.

En la industria petrolera coexisten a partir de la naturaleza de los trabajos- un gran número de riesgos asociados que deben ser identificados y controlados, unos están enfocados a factores humanos, otros tecnológicos y también los organizativos. En este sentido deben dirigirse acciones para minimizar la posibilidad de ocurrencia de accidentes o que por la evidente

interacción con las áreas productivas la salud pueda deteriorarse gradualmente hasta incapacitar a un trabajador.

El artículo 134 igualmente responsabiliza al empleador, que “oído el parecer de la organización sindical, está obligado a identificar y evaluar los riesgos en el trabajo y realizar acciones preventivas para disminuirlos o evitarlos” (Asamblea Nacional, 2013).

El trabajador tiene derecho a laborar en condiciones seguras e higiénicas y participar en ese proceso de identificación y evaluación de los riesgos en el trabajo, además de cumplir las medidas indicadas para prevenir accidentes y la aparición de enfermedades profesionales.

La enfermedad profesional está concebida como la alteración de la salud, patológicamente definida, generada por razón de la actividad laboral en trabajadores que en forma habitual se exponen a factores que producen enfermedades y que están presentes en el medio laboral o en determinados cargos y que es reconocida en la legislación vigente. Están definidas dichas afectaciones en correspondencia a los agentes etiológicos (físicos, químicos, biológicos y ergonómicos), así como el procedimiento para su análisis, prevención y control en el Sistema Nacional de Salud. (Ministerio de Salud Pública, 2014)

En la actualidad la emisión de contaminantes a la atmósfera y el importante manejo de sustancias peligrosas debido a la actividad industrial son aspectos relevantes de la sociedad. Los incrementos de la generación de contaminantes atmosféricos en las actividades industriales han obligado a crear normas de emisión de la cantidad máxima de contaminantes, de tal manera que la afectación a la población, y al ambiente, sean mínimas. De igual manera el manejo, transporte o almacenamiento de sustancias peligrosas es importante debido a los efectos que provocan en caso de un accidente, como es en el caso de la liberación de un gas o vapor tóxico proveniente de una fuga o derrame de un líquido que se evapora, y la posible exposición de gente a concentraciones de un gas o vapor que puedan afectar severamente la salud o incluso provocar la muerte.

La Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro se encuentra ubicada en la Finca "La Cachurra", en el poblado de Guásimas, municipio de Cárdenas, Matanzas. Su actividad fundamental es la explotación geológica, perforación y extracción de petróleo. Abarca un territorio desde los límites de la ciudad de Matanzas hasta el norte de la provincia de Villa Clara y comprende investigaciones en tierra firme y en el mar.

Como política se especializa en las actividades de extracción, recolección, transporte y tratamiento de petróleo crudo y gas acompañante para su posterior venta a la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas y Energas Varadero respectivamente, preservando el medioambiente y la seguridad de sus trabajadores y apoyándose para realizar su trabajo en las unidades de bombeo para extraer crudo del subsuelo, siete centros colectores, dos Estaciones de Rebombeo, y una Planta de Procesamiento de Crudo (PPC).

La EPEP Centro realiza su actividad petrolera en los límites del polo turístico de sol y playa más grande del país y alrededor de una zona urbana de más de 9000 habitantes, por lo que desempeña un rol importante en las alternativas que el Estado desarrolla para mantener una recuperación económica sostenible. No obstante, constituye a la vez uno de los factores que pueden contribuir al deterioro de diferentes ecosistemas y a disminuir la calidad ambiental, al producir impactos negativos derivados de su propia actividad que han resultado ser factores de vulnerabilidad ambiental y social.

Las atenciones a los temas relacionados con el medio ambiente y la salud ocupacional ocupan y preocupan cada vez mayores sectores de la población mundial, como resultado de la magnitud y complejidad de la conservación ambiental y la cada vez mayor conciencia alcanzada, de que la existencia como especie está determinada por la salud del ambiente en que se desarrolle. Para el logro de la preservación del medio se requiere que las empresas tomen conciencia del peligro y sean más exigentes con su cuidado y preservación.

En la Planta de Procesamiento de Crudo, por su naturaleza se tiene que lidiar con altas concentraciones de sulfuro de hidrógeno, gas altamente tóxico que por sus propiedades fisico-químicas puede afectar no solo la salud humana, sino que también puede provocar daños considerables en la infraestructura industrial. En el propio proceso de tratamiento del petróleo que se extrae del Yacimiento Varadero, son liberados a la atmósfera concentraciones considerables de este gas, en algunos casos por la tecnología existente de llenado y vaciado de tanques por las válvulas de presión y vacío colocadas en sus cubiertas, en otros porque la transportación de crudo se hace en carros cisternas que descargan directamente en el depósito creado y en ese proceso el gas se libera, y en el peor de los escenarios el estado técnico de la instalación permite que por los agujeros formados por la corrosión en esos recipientes de crudo, escapen igualmente concentraciones considerables. Es así que el medio laboral suele presentar

zonas con peligro potencial de inhalación de gas tóxico durante la jornada, o que la población y áreas colindantes a la instalación presenten aire contaminado por encima de lo permisible en la legislación.

En noviembre de 2017 hubo de darse un grupo de situaciones dentro de la planta de procesamiento de crudo que dio lugar a la explosión de la cubierta de uno de sus tanques de almacenamiento de crudo, provocando la liberación de un volumen de gas que se trasladó en dirección del viento, por lo que fue necesario la evacuación de emergencia de todo el personal presente en la instalación. También fue necesario que intervinieran fuerzas del Ministerio del interior representados por la PNR y el Cuerpo de Bomberos. En ese incidente al menos cinco trabajadores resultaron en una afectación considerable a su salud, por lo que tuvieron que ser trasladados al centro médico más cercano y proporcionarles primeros auxilios al caer inconscientes por la inhalación de sulfuro de hidrógeno. Se detuvo el tráfico por la vía tangente a la planta atendiendo a la probable exposición de los usuarios de una nube tóxica que se trasladó momentáneamente por ese lugar. En este hecho no hubo solución ingeniera alguna que permitiera el aviso con prontitud, por lo que los trabajadores se encontraban en situación vulnerable para su seguridad. Años antes se habían producido otros escapes de igual o menor volumen, pero lo más preocupante significan las concentraciones habituales que existen en puntos por determinar, que deterioran gradualmente la salud de los trabajadores, y aun cuando existen aparatos portátiles, para tener conocimiento de la presencia de gases deben también exponerse al mismo tiempo que se activa una alarma en los equipos.

Justificativa de la investigación

Las emanaciones de gases tóxicos en el proceso de tratamiento de petróleo y gas en la planta de procesamiento de crudo forman parte del proceso tecnológico, por lo cual hay que lidiar con ese riesgo y tomar todas las medidas necesarias.

Incidentes ocurridos a través de los años han puesto en riesgo la seguridad y salud de los trabajadores que cumplen su jornada de 12 horas diarias, y la probabilidad de ocurrencia de esos incidentes es alta.

Las concentraciones de gas presentes en el ambiente suelen superar con frecuencia los límites admisibles relacionados en la NC 872:2011, así como infringir la NC 1020:2014 referida a la

contaminación de la zona circundante de asentamientos poblacionales, situación que justifica que se tomen medidas para garantizar un monitoreo continuo.

En otros procesos relacionados con la industria petrolera es frecuente el uso de combinaciones de equipos para detectar la presencia de sustancias, y esto permite planificar el trabajo en esas condiciones, a la vez que se protege la salud de los trabajadores.

El personal de la Planta de Ciclo Combinado ENER GAS S.A, que colinda con la instalación, ha presentado problemas de salud reconocidos por los facultativos debido a la inhalación constante de los gases que escapan del proceso productivo en la Planta de Procesamiento de Crudo.

El accidente ocurrido en noviembre de 2017 puso de manifiesto la necesidad de contar con un sistema superior de detección que indique el peligro generado por cualquier incidente relacionado con los escapes de gases, ya que los equipos portátiles son útiles si el hombre está cerca de la fuente de emisión, mas no garantizan la comunicación de los valores al resto de las áreas de la planta. De ahí que se pueda plantear el siguiente **Problema:**

Los detectores portátiles existentes en la PPC no garantizan el monitoreo continuo de las zonas de mayor riesgo y sus alarmas solo son detectadas por el trabajador que lo porta, lo cual no garantiza una evacuación inmediata del personal en caso de fuga o avería.

Para darle solución al problema se plantea la siguiente **Hipótesis:**

Si existiera un sistema de detección de gases fijo se garantizaría en la Planta de Procesamiento de Crudo el monitoreo continuo de las zonas de mayor riesgo y la emisión de alarmas que garanticen la evacuación oportuna del personal.

Objetivo del Trabajo:

Demostrar la necesidad de instalación de un sistema de detección de gases fijo para la Planta de Procesamiento de Crudo de la EPEPC.

Objetivos específicos:

1. Sistematizar los referentes teórico-metodológicos acerca de la detección de gases y los límites admisibles de exposición laboral.

2. Definir las principales fuentes de fuga y establecer su posible impacto sobre las diferentes áreas de la Planta de Procesamiento de Crudo.
3. Determinar la ubicación de los sensores del sistema de detección de gases fijo para la Planta de Procesamiento de Crudo a partir de las condiciones existentes en la misma.

Entre las principales técnicas y métodos utilizados en el desarrollo de la investigación se encuentran:

Métodos Teóricos

- Método Análisis- Síntesis
- Inducción -Deducción
- Método Histórico – Lógico

Métodos Empíricos

- Análisis de documentos.
- Observación.

Para el procesamiento de los datos se emplearon herramientas informáticas como el paquete de office 2016, y el software ALOHA para la estimación de atmósferas peligrosas con la simulación de la nube tóxica en diferentes direcciones según la rosa de los vientos.

Los resultados esperados de la investigación están encaminados a la evaluación del riesgo químico en diferentes áreas de la PPC para la ubicación de sensores de un sistema de detectores de gases fijo.

Capítulo 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO

En este capítulo quedan reflejados los aspectos necesarios para el desarrollo de la investigación en cuestión, los cuales han sido obtenidos como resultado de la revisión bibliográfica de los diferentes sitios y documentos de interés para la temática que se desea precisar. Su importancia radica en el conocimiento y la preparación sobre las diferentes pautas y rutas que se investigan, así como el estado actual de la temática.

1.1. Caracterización medioambiental de la EPEC Centro

El petróleo es un recurso de gran importancia para el desarrollo económico de cualquier país, de ahí la necesidad que tiene Cuba de explotarlo.

La actividad petrolífera impacta directamente sobre el medio ambiente, teniendo significación especial las emisiones atmosféricas, los desechos sólidos y los efluentes líquidos, los cuales arrastran cantidades apreciables de hidrocarburos, materia orgánica y metales pesados. Los efluentes líquidos inciden fuertemente sobre los ecosistemas acuáticos y terrestres, provocando en muchos casos la ruptura del equilibrio natural del ecosistema afectado. Por tal razón, en los últimos años las empresas petroleras han comenzado a ocuparse y preocuparse de los problemas ambientales, a partir del diseño de una correcta política ambiental y la búsqueda de soluciones que minimicen la contaminación ambiental.

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es uno de los instrumentos para materializar la política ambiental. Tiene un carácter fundamentalmente preventivo, porque se propone, desde los primeros momentos, una actividad económica que modifique el medio ambiente. La información que brinda la EIA permite analizar las consecuencias medioambientales de un proyecto, lo que unido a una valoración social y económica definen las decisiones sobre la viabilidad del mismo (Valentín, 2008).

1.1.1. Posibles impactos medioambientales en la EPEC Centro

La identificación del riesgo de impacto ambiental se realiza para evaluar la ocurrencia de los factores que pueden amenazar la seguridad e integralidad del medio ambiente, siendo así, se evalúa la interacción de la fuente de riesgo, con los receptores y los mecanismos de control, en

función del contacto directo y el transporte; la clase de riesgo de los productos químicos y de los desechos peligrosos, se evalúa de acuerdo con el modelo de clase de riesgo (Valentín, 2008).

Las Instalaciones petroleras de la EPEP Centro pueden provocar determinados impactos ambientales debido a sus actividades fundamentales de perforación, extracción, recolección, tratamiento y transportación de crudo, como son:

- Alteración del paisaje, por la existencia de las propias instalaciones tecnológicas (centros colectores, oleoductos y gasoductos)
- Deforestación y pérdida de la cobertura vegetal, a la hora de construir explanadas para para la perforación y el tendido de gasoductos y oleoductos, así como de caminos para acceder a ellos.
- Contaminación del suelo por vertimiento de residuales sólidos y líquidos durante algún posible trabajo de interconexión, derrame de agua de capa producto de alguna avería, limpieza de fondo de tanques o descontaminación de algún equipo.
- Emisiones de gases tóxicos a la atmósfera (H_2S , SO_2 , NO_x , hidrocarburos aromáticos y otros), por averías o trabajos con altas presiones o como gas producido y enviado a *flare*, con la consiguiente degradación de la calidad del aire.
- Corrosión, producto de la utilización de sustancias corrosivas y la emisión de gases sulfurosos y otros como el Vanadio.
- Afectaciones a la salud, por efecto de gases y sustancias tóxicas.
- Emisión de ruido y calor extremo en la sala de calderas.

1.1.2. Acciones ambientales en la EPEP Centro para minimizar los impactos

La actividad petrolífera impacta directamente sobre el medio ambiente y por tanto la EPEP Centro ha implementado un grupo de acciones encaminadas a prevenir y/o disminuir estos daños (Valentín, 2008):

- La elaboración de planes donde se recogen todas las tareas que se proponen ejecutar para la mejora continua de la situación medioambiental.
- En los Centros Colectores se trabaja con un sistema hermético de recolección de gas y petróleo para reducir la contaminación del medio.

- La modernización de la tecnología de control de la producción, utilizando procesos automatizados.
- La ejecución del plan de inspecciones y recorridos para detectar cualquier anomalía y actuar de inmediato para eliminar la falla y limpiar el derrame si lo hubiera.
- Cumplimiento de lo establecido en la Licencia Ambiental.
- Inserción en el programa empresarial de capacitación periódica del personal para educar a los cuadros, técnicos y operarios en prácticas de trabajo, teniendo en cuenta la Seguridad Industrial y la Protección al Medio Ambiente.
- El personal tiene identificados los riesgos de contingencias, un plan para el enfrentamiento de estos eventos, además, se realizan simulacros de averías donde se pone en práctica este Plan de Contingencia.
- Se cuenta con un Grupo de seguridad industrial conformado por especialistas y técnicos en Seguridad y Salud en el Trabajo (SST), quienes cuentan con los conocimientos y competencias necesarias para estas funciones y se capacitan periódicamente.
- Se han situado recipientes debajo de todas las bombas para evitar que cualquier derrame pueda contaminar el medio.
- Existe el chequeo médico periódico a los trabajadores y el correspondiente Plan de Salud, para detectar a tiempo la aparición de enfermedades que pueda estar incidiendo (problemas respiratorios)
- Están confeccionadas y se ponen en práctica las instrucciones de operación del puesto de trabajo, así como el Reglamento Tecnológico de cada área.
- La firma de convenios con el SIUM de Varadero, Cuerpo de Bomberos y Defensa Civil de la zona, así como con la PNR del municipio de Cárdenas, para actuar en caso de cualquier emergencia.
- En el caso de la Perforación la identificación de los impactos ambientales está recogida en la solicitud de la Licencia Ambiental que para tales efectos existe.
- Se controlan los incidentes producidos que puedan afectar el medio ambiente y se toman todas las medidas correspondientes para su eliminación.

- Se realiza un diagnóstico ambiental riguroso para la obtención del Reconocimiento Nacional Ambiental que ha otorgado el CITMA a varias instalaciones petroleras.
- Se cuenta con detectores de gases portátiles para detectar y alertar al trabajador de la existencia de concentraciones peligrosas de gases y vapores tóxicos.

1.2. Características y propiedades físico-químicas de las sustancias involucradas en el proceso tecnológico

De las características de las sustancias de interés que se manipulan en el proceso caso de estudio, depende netamente el conjunto de riesgos a los cuales se exponen las mismas. El conocimiento de dichas características incide en la toma de decisiones con el objetivo de minimizar los daños que puedan derivarse de su presencia en accidentes industriales mayores.

1.2.1. Petróleo crudo nativo (PCN)

Según Ruano (2013) y Oilfield Review (2015) el petróleo es la mayor fuente de hidrocarburos que existe en la naturaleza hidrocarbonada y está constituido por una mezcla compleja de diferentes tipos de hidrocarburos, con un pequeño porcentaje de otros elementos como azufre, nitrógeno y metales integrados en hidrocarburos de estructuras más o menos complejas. Frecuentemente se encuentra el agua emulsionada en el crudo a veces hasta en un 30%, es un líquido combustible con apariencia aceitosa, espumosa, negra y viscosa.

Según Hernández (2017) la caracterización del crudo, por tipo de petróleo son:

- base parafínica: son muy estables por su poca reactividad, son muy fluidos y de color claro y proporcionan una mayor cantidad de naftas y lubricantes.
- base asfáltica: son muy viscosos, de oscura coloración y de elevada densidad, cuando llegan a oxidarse dan lugar a la formación de ácidos nafténicos los cuales actúan de manera muy corrosiva sobre los metales y tras el proceso de refinación generan una gran cantidad de residuos.
- base mixta: son una combinación de los parafínicos y de los nafténicos, son muy reactivos y se combinan con hidrógeno, oxígeno, cloro y azufre para formar gomas, resinas y lacas entre otros productos.

La densidad en grados API da una idea de la composición más o menos ligera de un crudo, que será más ligero cuanto mayor es su °API, con mayor proporción de hidrocarburos ligeros, y por

lo tanto más favorable para la obtención de productos destilados de mayor valor añadido como gasolinas y gasóleos mediante un esquema de refino simple; mientras que un crudo con menor °API, más pesado, necesitará de un esquema de refino más complejo que incluya procesos de conversión para obtener los mismos destilados. (Hernández, 2017)

- Crudo liviano: $\geq 31,1$ °API
- Crudo mediano: de 22,3 a 31,1 °API
- Crudo pesado: de 10,0 a 22,3 °API
- Crudo extra pesado: ≤ 10 °API

El contenido en azufre de un crudo es un factor importante, ya que se trasladaría casi en su totalidad a los productos de refino, que están sometidos a fuertes restricciones de calidad respecto a su contenido. Será necesario eliminarlo de forma adecuada mediante una serie de procesos industriales que encarecen la operación, por esta razón, los crudos de bajo azufre necesitarán unos procesos más suaves, y normalmente su valoración en el mercado será superior a los de alto azufre. Por la presencia de azufre se establecen de la siguiente forma: Dulce y Ácido, el petróleo dulce es aquel que contiene menos de 0,5 % de contenido sulfuroso, tiene muy alta calidad y es ampliamente usado para ser procesado como gasolina; mientras el ácido recibe características contrarias. (Schlumberger, 2015)

En 2022, el laboratorio de ensayos EPEP Centro señala que el crudo del yacimiento Varadero se caracteriza por ser un crudo extra pesado ya que posee 10 °API aproximadamente, 1 500 cSt de viscosidad a 50 °C y 8 % de azufre.

Algunas de sus propiedades físico-químicas según ESMAX, (2020) son:

- Punto de inflamación: 61 °C (No es inflamable a temperatura ambiente)
- Límite de explosión, inferior: 0,6 % (V)
- Límite de explosión, superior: 8 % (V)
- Punto de combustión: 91 °C
- Presión de vapor: < 1 psi

1.2.2. Gas Natural del Petróleo (GNP)

Hernández (2017) define el gas natural como una mezcla homogénea en proporciones variables de hidrocarburos parafínicos, su componente principal es el metano cuya composición varía

generalmente entre 90 y 98 % (molar), contiene también etano, propano, butano y componentes de menor proporción más pesados. También tiene en menores proporciones gases inorgánicos como el dióxido de carbono, monóxido de carbono, dinitrógeno, sulfuro de hidrógeno, dióxígeno y vapor de agua entre otros. Todos estos contaminantes se consideran impurezas del gas natural y realmente causan la formación de hidratos por condensación del vapor de agua y el aumento acelerado de la corrosión en los equipos del proceso. Se puede encontrar como gas asociado y gas no asociado, dando esto una medida del gas que acompaña al crudo desde el yacimiento o de los yacimientos netamente gasíferos respectivamente. Se considera que el gas natural tiene una serie de ventajas sobre otros combustibles debido a su seguridad por el hecho de tener límites de inflamabilidad en rangos tan estrechos (de 4 % a 14 %) y una alta temperatura de ignición.

GREENPEACE (2016) explica que es un gas de efecto invernadero que contribuye a aumentar el cambio climático, pero a pesar de todo es la opción menos desfavorable dentro de la quema de combustibles fósiles.

Entre sus propiedades físicas calculadas por Carrillo y Guerrero, (2013) se pueden citar las siguientes:

- Tc: -75,56 °C
- Pc: 4 601 kPa
- Densidad media: 15,37 kg/m³
- Viscosidad media: 0,0129 cP

La presencia de sulfuro de hidrógeno en el gas natural es de importancia significativa teniendo en cuenta sus riesgos inherentes para la salud.

1.2.3. Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)

El sulfuro de hidrógeno se encuentra en gran medida acompañando al crudo extraído, unido directamente al gas natural o gas acompañante, a temperatura ambiente se encuentra en fase gaseosa, por lo que su separación y por tanto emanación es bastante fácil, y muy difícil de controlar. (EPEPCRT, 2022)

Según ENFORM 2016 es un gas incoloro, más pesado que el aire en su estado más puro y extremadamente tóxico. En bajas concentraciones, tiene olor a huevo podrido y causa irritación

en los ojos y en la garganta. A partir de los 100 ppm es considerado extremadamente peligroso para la salud y la vida. Se encuentra en una amplia variedad de procesos industriales, además de la industria del petróleo, en la producción de pulpa y papel y en el tratamiento de las aguas residuales. Es también conocido como gas ácido, gas amargo o gas que apesta. Otras características y propiedades fisico-químicas son:

- Temperatura de Ebullición: $-59.5\text{ }^{\circ}\text{C}$
- Densidad de Vapor: Ligeramente más pesado que el aire (1.19 g/cm^3 , comparado con el aire que posee 1.0 g/cm^3), por lo que en su estado puro o como proporción alta de una mezcla de gas puede fluir o asentarse en áreas bajas.
- Inflamabilidad: Inflamable (4,3% de límite inferior de explosividad y 46% de límite superior de inflamabilidad). Arde con una llama azul y desprende gas SO_2 . Explosivo cuando se mezcla con el aire en dependencia de las proporciones.
- Solubilidad: Es soluble en agua, petróleo, sedimentos, emulsiones, agua estancada y azufre fundido, aunque puede fugarse cuando los líquidos son agitados, despresurizados o calentados.

1.2.4. Nafta

La nafta según CITGO (2017) es un líquido amarillo claro transparente, aromático y volátil, obtenido como producto de la destilación fraccionada del petróleo crudo, por lo que su estructura molecular se asemeja a la del crudo. Es un producto estable e inflamable a temperatura ambiente en presencia de fuentes de ignición por lo que debe evitarse su exposición a llamas, chispas y calor.

U.S. Oil and Refining Co. (2009) plantea que la nafta puede contener vulnerabilidad de productos en diversas proporciones lo cual afecta sus propiedades físico-químicas, a ello se debe que algunos datos se reporten en rangos. La densidad relativa, densidad de vapor y la razón de evaporación se expresan con respecto a un compuesto de referencia, siendo mayormente utilizados el agua, el aire y el acetato de butilo.

Para su estudio generalmente se trabaja con valores promedios según CITGO (2017) los cuales se definen a continuación:

- Temperatura de ebullición: $36\text{ }^{\circ}\text{C}$

- Autoinflamabilidad: 280 - 456 °C
- Densidad: 0,760 g/cm³
- Tensión superficial: 19 - 23 dinas/cm² a 25 °C
- Viscosidad: a 30 °C menor de 1 cSt
- Punto de inflamación: -43 °C a -30 °C

1.3. Escenarios de Riesgo

1.3.1. Nube Tóxica

En 2017, Hernández define la Nube Tóxica como la dispersión de vapores en forma de nube con concentraciones tales, capaces de provocar afectaciones para la salud.

Para describir la evolución de nubes tanto inflamables como tóxicas en la atmósfera y hacer posible su modelización, es muy importante conocer el grado de estabilidad atmosférica que existe. (EPA. Environmental Protection Agency, 2016)

Las distintas variables meteorológicas afectan en menor o mayor grado la dispersión atmosférica de contaminantes, y a su vez, estas presentan una gran variabilidad estacional diaria. (Rodríguez, 2014)

En 2001, (Casal, y otros, 2001) definen las principales variables meteorológicas que afectan la dispersión de nubes de contaminantes:

- El viento: este tiene un efecto de arrastre que provoca la dispersión de nubes por desplazamiento de la masa de gas. Los datos del viento se miden a una determinada altura, por la que todas las medidas se dan referidas a una cota de referencia, generalmente se usa como cota de referencia 10 metros.
- La estabilidad atmosférica: se establece para caracterizar la capacidad que la atmósfera tiene para dispersar un contaminante, en otras palabras, se refiere al grado de turbulencia existente en un momento determinado. La clase de atmósfera viene determinada por la cantidad de insolación, la humedad, las inversiones nocturnas y el viento, según su estabilidad se caracterizan según se muestra en la tabla 1.1:

Tabla 1.1: Clases de atmósfera según su estabilidad.

Viento de superficie (a 10 m) / m s ⁻¹	Radiación solar (día)			Noche o nublado	
	Fuerte	Moderada	Débil	Nubes ≥ 4/8	Nubes ≤ 3/8
0-2	A	A-B	B	-	-
2-3	A-B	B	C	E	F
3-5	B	B-C	C	D	E
5-6	C	C-D	D	D	D
≥ 6	C	D	D	D	D

Fuente: Casal y otros (2001).

Donde las letras representan el grado de estabilidad de la siguiente forma:

- A. Muy estable
 - B. Inestable
 - C. Ligeramente inestable
 - D. Neutra
 - E. Ligeramente estable
 - F. Estable
- La temperatura y la humedad relativa: básicamente son consecuencias de la estación del año, se utilizan para el cálculo de la velocidad de evaporación de un líquido además de, utilizarse en las ecuaciones de dispersión de gases pesados. La humedad del aire solo tiene efectos significativos sobre la dispersión de un contaminante si existe reactividad entre el contaminante y el vapor de agua presente en la atmósfera. Tiene también otro efecto significativo si el gas que se tiene que dispersar está a una temperatura más baja que la ambiente. En este último caso, la humedad afecta al balance energético de las masas de gas y aire implicadas en la dispersión. Esto provoca problemas de condensación de vapor de agua como las nubes de gases licuados de petróleo (GLP), por ejemplo, se ven blancas porque condensan la humedad del aire.
- La inversión térmica: Se caracteriza por un aumento anómalo de temperatura en las capas altas atmosféricas; es decir, a cierta altura (en general, alrededor de 100 m) la

temperatura es superior a la de las capas de aire de cotas más bajas. Desde el punto de vista de la dispersión de gases, este es un efecto muy importante ya que impide la dispersión en altura y provoca su reflexión hacia las capas bajas atmosféricas.

1.3.2. Límites admisibles de exposición laboral

Los incrementos de la generación de contaminantes atmosféricos en las actividades industriales han obligado a crear normas de emisión de la cantidad máxima de contaminantes, de tal manera que la afectación a la población, y al ambiente, sean mínimas. De igual manera el manejo, transporte o almacenamiento de sustancias peligrosas es importante debido a los efectos que provocan en caso de un accidente, como es en el caso de la liberación de un gas o vapor tóxico proveniente de una fuga o derrame de un líquido que se evapora, y la posible exposición de gente a concentraciones de un gas o vapor que puedan afectar severamente la salud o incluso provocar la muerte.

Las concentraciones de la sustancia nociva en el aire de la zona de trabajo a las que un trabajador puede exponerse repetidamente en jornadas diarias de ocho horas (8 h) y no más de 44 semanales, durante su vida laboral, sin provocar en él y(o) en su descendencia efectos adversos de salud, es lo que se conoce como límites admisibles (LAEL)

Las categorías de los LAEL que se establecen en la Norma Cubana 872-2011 son las siguientes:

- Concentración promedio admisible (CPA). Límite de exposición referido específicamente a la concentración media ponderada de la sustancia nociva en el aire de la zona de trabajo durante todo el tiempo de la jornada laboral diaria.
- Concentración máxima admisible (CMA). Límite de exposición referido específicamente a la concentración máxima absoluta en el aire de la zona de trabajo que no puede excederse en ningún momento de la jornada laboral diaria.

Los LAEL son valores de concentración de las sustancias nocivas en el aire que se establecen de acuerdo con los resultados de investigaciones y estudios médico biológicos y epidemiológicos, basados estos fundamentalmente en los efectos adversos de salud causados por la exposición por inhalación a las sustancias nocivas de referencia. Son valores de referencia para la evaluación y control de la exposición, fundamentalmente por inhalación, a las sustancias nocivas presentes en el aire de la zona de trabajo, con el objeto de proteger la salud de los trabajadores y de su descendencia.

Los LAEL son de aplicación obligatoria en la proyección, construcción, montaje y explotación de edificaciones, locales y otras instalaciones de trabajo, y en la ejecución de todas las actividades laborales donde pueda existir riesgo de exposición ambiental a sustancias nocivas; no se considerarán como criterios de toxicidad relativa, ni se utilizarán para el control de la contaminación fuera del ambiente de trabajo, ni podrán aplicarse a exposiciones de duración mayor que la habitual de trabajo.

1.3.3. Peligros de la Exposición al H₂S

En la industria petrolera, los crudos desde sus yacimientos contienen los denominados contaminantes, dentro de los cuales se encuentra el azufre, el cual, al combinarse con moléculas de hidrógeno, conforma el H₂S. En general, es un hecho reconocido que el porcentaje de azufre aumenta con la densidad del crudo, lo que hace que nuestro crudo contenga muy alto contenido de azufre.

El sulfuro de hidrógeno es un gas incoloro, con olor a huevo podrido, de sabor dulce y perceptible a concentraciones de 0.002 mg/l. Sin embargo, en concentraciones mayores de 500 ppm afecta la capacidad de percepción del nervio olfativo y con ello, impide su detección a través de este sentido haciéndolo más peligroso. (ENFORM, 2016)

Este producto es extremadamente tóxico y causa de una gran cantidad de muertes, no sólo en áreas de trabajo abiertas, sino también en áreas de acumulación natural como cisternas, drenajes, ductos o tanques de almacenamiento. Las vías de afección son:

- **Inhalación:** Si la exposición es a baja concentración por pocas horas, los síntomas son: dolor de cabeza, náusea, pérdida de peso y otros síntomas debidos a daños cerebrales. A concentraciones entre 50 y 500 ppm, el sulfuro de hidrógeno actúa primero como irritante respiratorio. Una exposición prolongada a concentraciones mayores de 250 ppm, por ejemplo, causa edema pulmonar y neumonitis bronquial. Por otra parte, si la concentración es mayor, entonces el daño al sistema nervioso es el principal problema. Así, una exposición a 500 ppm por 30 minutos causa dolor de cabeza, cansancio, excitación, diarrea e inconsciencia. Se ha informado, incluso, de casos de encefalopatías y polineuritis. El respirar sólo unos minutos en atmósferas con 1000 ppm de este producto, causa inconsciencia de la cual se puede recuperar rápidamente, si se atiende a tiempo, pero que puede ser mortal por parálisis respiratoria.

- Contacto con ojos: Se produce irritación de la conjuntiva, provocando fotofobia, querconjuntivitis y vesiculación del epitelio de la córnea, aún a concentraciones de 20 ppm o más bajas, por algunas horas. Si la exposición es repetida, se presentan además de los síntomas mencionados, lagrimeo, dolor y visión nublada. Un envenenamiento crónico provoca hinchazón de la conjuntiva y los párpados. (ENFORM, 2016)
- El H₂S constituye además un peligro para nuestras instalaciones, ya que es un compuesto inflamable más pesado que el aire y es posible que viaje distancias considerables hasta una fuente de ignición. Al ser un material con punto de autoignición (260°C) éste se puede prender con su propia temperatura, y al encontrarse bajo altas concentraciones provocará explosiones repentinas y violentas.

Los límites de exposición profesional al H₂S han sido elaborados por tres grandes grupos: la ACGIH (*American Conference of Government Industrial Hygienists*), SCOEL (Comité Científico de Límites de Exposición Profesional) en Europa, DECOS (Comité de Expertos Holandés sobre Estándares Ocupacionales) en los Países Bajos. Estos límites difieren. Algunos países, como Nueva Zelanda, han recomendado recientemente reducir sus límites actuales a los recomendados por la ACGIH.

1.4. Aplicaciones más utilizadas para la evaluación de atmósferas peligrosas

Los escenarios por escapes de gases tóxicos han recibido especial atención debido a un número significativo de accidentes que se han registrado a nivel mundial. Es muy común que en las industrias se manejen sustancias que en determinado momento puedan provocar una explosión o un incendio. En este sentido resultan de especial interés los gases o líquidos que puedan dar lugar a la formación de un incendio o una nube explosiva. En este caso es importante el poder estimar los radios de afectación y la magnitud de los daños potenciales por la ocurrencia de un evento explosivo o un incendio, considerando el personal expuesto y las características de instalaciones y procesos existentes.

Un solo modelo no permite evaluar, todos los escenarios (fugas, derrames, incendios, explosiones, etc) por lo que manejo de estos simuladores requiere de personal capacitado o especializado para interpretar los resultados que proporciona el software, así como el manejo de criterios y variables a utilizar. Estos modelos de simulación están enfocados a personas

capacitadas que se involucren en la atención de emergencias, emergencias ambientales y estudios de riesgo.

Existen diversos programas de simulación que se utilizan en la actualidad y que son aplicables a numerosas industrias, entre ellas la petrolera.

1.4.1. ALOHA

El software ALOHA, de sus siglas *Areal Locations of Hazardous Atmospheres*, permite definir las áreas de atmósferas peligrosas para diferentes tipos de escenarios de accidentes, información con la cual pueden ser confeccionados los planes de emergencia para la propia industria y para los ciudadanos. (ALOHA, 2007)

Según Dueñas (2018) ALOHA puede auxiliar en la planificación y entrenamiento en situaciones de emergencia, con capacidad para evaluar los peligros de liberación de sustancias tóxicas e inflamables, donde se estima la distancia a que una determinada concentración de interés puede alcanzar en función del escenario accidental y también estima la radiación térmica en los casos de incendio y explosiones. Puede predecir también las tasas a las cuales los vapores químicos pueden escapar a la atmósfera desde tuberías de gas rotas, fugas de tanques, y charcos de evaporación. Predice además como una nube de gas peligrosa puede dispersarse en la atmósfera después de una descarga química accidental.

Está diseñado para que pueda usarse fácilmente, de modo que pueda operarse exitosamente durante situaciones de alta presión. Su biblioteca química posee información sobre las propiedades físicas acerca de más de novecientos compuestos químicos peligrosos de uso común para la industria. Entre sus limitaciones principales se encuentran las siguientes:

No modela mezclas de componentes, por lo que se busca siempre una sustancia de referencia que se ajuste a las características de dicha mezcla.

No tiene en cuenta las partículas, las particularidades del terreno ni los fragmentos peligrosos.

No incorpora reacciones químicas.

1.4.2. DEGADIS. *Dense Gas Dispersion Model*

El software DEGADIS, de sus siglas *Dense Gas Dispersion Model*, según Castro et al. (2013) y Guillén (2020) fue originalmente desarrollado para los Guardacostas de USA y el Instituto de Investigación del Gas primordialmente para la simulación de la dispersión de gases criogénicos

inflamables. La implementación de DEGADIS en una computadora personal se patrocinó por el Instituto de Investigación del Gas y el Instituto Americano Del Petróleo, donde actualmente se usa con veracidad.

1.4.3. DISPER 5.2

DISPER 5.2 es un *software* que permite evaluar de una manera rápida y sencilla la dispersión de cualquier contaminante atmosférico como, por ejemplo: NO_x, CO, NO, sulfatos, etc. Este software genera mapas de concentración de un contaminante en planos a la altura deseada y al nivel del terreno. DISPER 5.2 es un modelo que permite incluir diferentes fuentes fijas y tiene la capacidad de predecir concentraciones de contaminantes para períodos de tiempo mayores a una hora, e inclusive, de predecir la concentración anual de un determinado contaminante. (Avilés, 2018)

Existen además otros programas informáticos cuyo objetivo es la evaluación de atmósferas peligrosas entre los que se pueden citar a CALPUFF, CALMET y Stoffenmanager.

Conclusiones derivadas del Análisis Bibliográfico

1. El marco teórico de referencia permite abordar la investigación ya que se esclarecen los conceptos relacionados con la generación de gases tóxicos en la actividad petrolera y su impacto negativo directo sobre el medio ambiente o la salud de los trabajadores, por lo que la entidad tiene alta responsabilidad en la prevención de eventos por la magnitud y el daño que provoca.
2. La EPEP Centro por la naturaleza de su misión tiene que lidiar con altas concentraciones de H₂S y otros gases, motivo por el que está en la obligación de controlar ese riesgo.
3. El Software ALOHA permite evaluar las consecuencias de los escapes en tanques por lo que resulta adecuado para predecir el movimiento de una nube tóxica.

CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO

Es indispensable para diseñar cualquier sistema de detección de gases, el conocimiento detallado del proceso que se estudia. Por esta razón, en este capítulo se ofrece una descripción del proceso tecnológico de producción de petróleo en la Planta de Procesamiento de Crudo, identificando las principales fuentes de fuga y las áreas a proteger. Además, se muestran los componentes de un sistema de detección fijo y las diferentes estrategias a seguir para lograr un correcto monitoreo de las concentraciones de H₂S.

2.1. Características de la Planta de Procesamiento de Crudo

La Planta de Procesamiento de Crudo de la EPEP Centro, está ubicada en la subregión Matanzas - Cárdenas -Varadero, en el municipio Cárdenas, provincia Matanzas. En ella se procesa el fluido petróleo proveniente de los yacimientos de Cantel, Guásimas, Camarioca, Varadero y Majaguillar.

Esta Instalación tiene por objetivo la aplicación de un tratamiento adecuado a los crudos provenientes de los pozos en producción, de forma tal que se alcancen los índices de calidad requeridos para posteriormente enviarlos por el Oleoducto Magistral hacia la UEB División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas.

Antes de la entrada a la PPC en la Estación de Rebombeo Oeste (ERO), al petróleo extraído de los pozos se le adiciona solvente que se utiliza como sustancia reductora de viscosidad para garantizar una mejor transportación del crudo e influir positivamente en el tratamiento posterior del mismo y sustancia química desemulsionante, que tiene la propiedad de destruir o neutralizar la acción de las emulsiones, favoreciendo la separación de las fases agua-petróleo. El petróleo contiene una serie de impurezas que es necesario que se eliminen hasta los límites establecidos antes de su comercialización, para ello en la empresa se aplica el Método de Tratamiento Termoquímico (Salager, mayo 2004)

Este método se basa en la adición de la sustancia desemulsionante y el incremento de la temperatura hasta valores determinados, que se realiza en la Planta de Procesamiento y que incide positivamente sobre las emulsiones del tipo agua-petróleo. Como el agua y el petróleo

tienen coeficientes de dilatación cúbica diferentes, al calentarse la película, aumenta la diferencia de densidades entre ellos, favoreciendo el proceso de ruptura de la emulsión, además el incremento de la temperatura reduce la viscosidad del petróleo facilitando la decantación del agua y disminuye la resistencia mecánica de las partículas protectoras debido al ablandamiento y mayor solubilidad en el medio así como también al aumento de la velocidad de movimiento de los glóbulos que contribuye a su fusión y acelera la separación de las fases agua petróleo. (EPEPCRT, 2022)

Las operaciones fundamentales que se realizan en la Planta de Procesamiento de Crudos son:

- Recepción de crudos.
- Calentamiento inicial.
- Segunda Etapa de Separación de Gases.
- Bombeo hacia los tanques de tratamiento con calentamiento final y reposo.
- Trasiego hacia la Estación Cabecera del Oleoducto y Venta.

2.1.1. Recepción de crudos

El objetivo de esta etapa es la recepción de los crudos desde los Centros Colectores en producción a través de oleoducto y el de pozos aislados en producción no instalados a estos Centros Colectores a través de carros cisternas. La recepción de los crudos de los pozos aislados a través de los carros cisternas se realiza en el descargadero de la Planta el cual está equipado de dos piscinas de recepción de 120 m³ de capacidad cada una comunicadas entre sí. Cuando el nivel de la piscina sobrepase el nivel de la succión de las bombas, se procede al vaciado de la piscina e incorporación de este crudo al Oleoducto de Entrada a los Intercambiadores de Calor o Incorporación a Tanque # 6, o hacia el tanque de tratamiento que se decida según las necesidades del proceso.

2.1.2. Calentamiento inicial

El objetivo de esta etapa es incrementar la temperatura del crudo el cual llega a la Planta proveniente de las Estaciones de Rebombeo de los Centros Colectores a temperatura ambiente, hasta un máximo de 90°C, este valor está sujeto a las condiciones de operación como son: nivel de incrustación, estado técnico de los intercambiadores, inestabilidad del proceso de bombeo en la ERO, entre otras que pueden provocar que en algún momento se excedan estos valores de temperatura. Este proceso de calentamiento garantiza una mejor separación de gas en los

Separadores de la SES y en tanque 6, así como la continuidad del Tratamiento Termoquímico sobre la emulsión agua-petróleo, que garantiza una mejor separación del agua en los Tanques de Tratamiento.

2.1.3. Segunda Etapa de Separación de Gases

La Segunda Etapa de Separación de Gases tiene como objetivo lograr la separación del gas acompañante del fluido, el fluido pasa directamente al Tanque 6 o puede pasar por los Separadores Horizontales y posteriormente al Tanque 6 cuando los separadores estén en servicio.

Los Separadores Horizontales están ubicados a 17 m de altura a la salida de los Intercambiadores de Calor. La mezcla de gas y líquido entra a los separadores por un extremo donde parte del fluido de la mezcla es separada por la acción de la gravedad, debido a la caída de velocidad, el tiempo de residencia y al proceso de turbulencia controlada a que es sometida la mezcla cuando pasa por los diferentes elementos mecánicos con que cuentan los separadores.

El petróleo pasa por gravedad hacia el tanque 6, aunque puede pasar directamente hacia el tanque 14, o cualquier otro tanque de la planta en dependencia de las necesidades. El gas separado del tanque 6 pasa por un separador horizontal y se une con el gas separado en las balsas en el separador horizontal de la SES. El gas separado en las balsas pasa también por un esquema de separación que consta de un separador vertical de arrastre y el separador horizontal de arrastre de la SES, con aditamentos interiores; separador vertical en la entrada de la corriente gaseosa y el separador horizontal antes de la salida, para lograr eliminar el arrastre de condensados, posteriormente el gas es trasegado hacia la Planta ENERGAS.

El petróleo entra a tanque 6 por la columna desgasificadora interior central, y sale por un orificio inferior, el gas separado en el interior del tanque es venteado a la atmósfera a través de válvulas de presión y vacío y el que se separa en la columna del tanque asciende hacia el tanque separador de vapores ubicado en el techo del tanque trabajando a bajas presiones, este gas pasa por una línea de 203 mm (8") hacia un separador horizontal de arrastre de 25 m³, dejando parte del contenido líquido que contiene, cuando el nivel de crudo en el separador este próximo al 50%, se utiliza algún método alternativo para succionar los condensados y se depositan en la piscina de recepción de crudo.

2.1.4. Bombeo hacia los tanques de tratamiento con calentamiento final

El objetivo de esta etapa es bombear todo el crudo que se recibe en el tanque 6 hacia cualquier parte del proceso en dependencia de las necesidades.

El crudo es bombeado del tanque 6 a los tanques de tratamiento de 5 000 m³, 10 000 m³ y 20 000 m³, según los tanques en que se esté realizando el tratamiento por condiciones del proceso. Para comenzar el calentamiento es necesario que el nivel de petróleo sobrepase el nivel de los serpentines, entonces se suministra vapor a través de los serpentines para calentar el crudo hasta alcanzar temperaturas entre 75-85 °C. Cuando el crudo alcanza esta temperatura, aunque no se haya alcanzado el volumen máximo de llenado de los tanques de tratamiento se regula el vapor o se cierra totalmente, para lograr una temperatura próxima a los 80°C al término del llenado, o por el contrario se mantenga el calentamiento después de concluido el llenado para alcanzar valores entre 75-85 °C o lo más cercano posible a este intervalo. Estos valores de temperatura en los ciclos de tratamiento están sujetos a las condiciones de operación como son: afectaciones en las calderas con el consecuente déficit de suministro de vapor, mal estado del esquema de colectores de vapor, así como sistema de condensados que pueden provocar de forma puntual valores inferiores o superiores de temperatura.

El agua libre, conjuntamente con el agua liberada producto de la ruptura de la emulsión agua-petróleo, sufre un proceso de decantación durante el llenado de los tanques que se completa durante el reposo de los mismos. Esa agua, depositada en el fondo de los tanques, se drena por gravedad hacia el sistema de residuales de la instalación, esta operación se realiza una vez concluido el llenado de los tanques o simultáneamente con el llenado una vez que se haya cerrado el vapor. Una vez que se da por concluido el llenado de un tanque y que previamente se haya cerrado el vapor, este se deja en reposo hasta que alcance BSW \leq 2.0 % requerido para trasegarlo hacia la ECO.

2.1.5. Trasiego hacia la Estación Cabecera del Oleoducto y Venta

El petróleo en calidad que se encuentra en los tanques de tratamiento es bombeado hacia los tanques de la Estación Cabecera donde se almacena para su posterior venta por el Oleoducto hacia Matanzas.

El crudo almacenado en los tanques de la Estación Cabecera con los parámetros de calidad requeridos se bombea con las Bombas Booster hacia los Intercambiadores de Calor y de estos

pasa al colector de succión de las bombas magistrales de la ECO, donde existe la posibilidad de corregir la viscosidad del crudo para la venta con la adición de sustancia reductora de viscosidad. Las bombas magistrales a su vez impulsan el petróleo a través del oleoducto hasta la Estación de Rebombeo Varadero Matanzas (EROVM) o hasta la Dirección Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas, en caso de que por algún motivo sea necesario sacar de servicio la EROVM.

2.2. Sistemas de Detección de Gases

La toxicidad de gases y vapores utilizados industrialmente es determinada mediante experimentos de laboratorio que tienen como resultado la tasa de Concentración Letal (LC50), cuyo valor refleja la concentración de gas en el aire que matará al 50 % de los animales de laboratorio. De esto y de otras investigaciones científicas sobre salud laboral con incluso concentraciones más bajas, comités autorizados deducen propuestas para valores límite umbral (límites de exposición laboral) que deben ser obligatorios. Estos umbrales de valor límite están definidos de tal manera que el trabajador no sufrirá daño mientras que no respire concentraciones de gas superiores a él (Draeger Safety Hispania, S.A., 2009).

Sin herramientas auxiliares los humanos no son capaces de reconocer los riesgos de intoxicación por gases tóxicos con suficiente antelación para iniciar las contramedidas adecuadas. Con solo algunas excepciones el olfato ha resultado ser un equipo de alarma extremadamente poco fiable. Por ejemplo, se puede oler el H₂S en bajas concentraciones por su típico olor de huevos podridos, pero altas concentraciones letales no son detectadas por la nariz. El escapar a áreas supuestamente no peligrosas por su falta de olor ya ha causado gran cantidad de accidentes fatales en el mundo. Es por esto que se hace necesario el uso de equipos detectores de gases que nos permitan monitorear de forma fiable las concentraciones de gases y vapores tóxicos existentes.

Los equipos para detección de gases pueden ser portátiles o sistemas fijos de detección de gases. La seguridad de una zona potencialmente afectada por gases y vapores peligrosos depende principalmente de la fiabilidad del sistema de detección de gases, y especialmente de la calidad de los sensores utilizados.

En una primera aproximación los equipos de detección de gases son productos de tecnología de seguridad y son utilizados preferentemente para proteger a los trabajadores y asegurar la

seguridad de la planta. Los sistemas de detección de gases están dedicados a detectar concentraciones de gas peligrosas, para activar alarmas y hasta donde sea posible, activar contramedidas antes de que se pueda producir una situación peligrosa para empleados, instalaciones y medioambiente (Ruelas, KAF Plant Safety Operations Product Introduction).

2.2.1. Detectores de Gases Portátiles

Los Detectores Portátiles son diseñados para alertar al usuario sobre la presencia de gases peligrosos en el ambiente. Por esta razón son normalmente portados en la ropa de trabajo. Los requerimientos básicos para estas unidades es que sean confortables para portarlos, durables y confiables, por lo que es esencial la existencia de un display para mostrar el resultado de las mediciones, Alarmas sonoras, lumínicas y de vibración para garantizar que el portador pueda notarlas con facilidad y uno o varios sensores que son los encargados de censar la concentración de gas existente, estos deben cumplir con una serie de requisitos que garantizan la fiabilidad de la medición:

- Baja Deriva. La estabilidad de la medición es lo que la hace confiable.
- Rápida respuesta y recuperación. La demora en la detección de una concentración peligrosa de gases puede conducir a un desenlace fatal.
- Largos intervalos de ajuste.
- Larga vida estimada.

Mantenimiento y trabajos de reparación a menudo necesitan que personal entre a espacios confinados. Estas áreas de trabajo pueden ser especialmente peligrosas por la ausencia de espacio, la ausencia de ventilación y la presencia o formación de sustancias peligrosas. Una medición de la calidad del aire es necesaria antes de entrar. Instrumentos multigas son usados con bombas y accesorios como mangueras y sondas. Después de una medición exitosa, en donde no se ha detectado ningún peligro, el mismo instrumento puede ser utilizado para monitoreo personal continuo mientras trabaja en el espacio confinado (Draeger Safety Hispania, S.A., 2009)

En áreas de grandes plantas industriales, estos dispositivos pequeños son fundamentales en muchas áreas donde podrían producirse riesgos con el gas porque son el único medio de

monitorear la zona de inhalación del operador en forma constante mientras está detenido y en movimiento.

2.2.2. Sistema de Detectores de Gases Fijos

Estos sistemas permiten el monitoreo continuo de las áreas donde fue instalado y tienen como función fundamental garantizar la integridad de la vida humana, las instalaciones y el capital en aquellas empresas que producen y/o manipulan gases tóxicos o explosivos, permiten además tener una oportuna detección de riesgos, cumplir requisitos de normatividad ambiental y de organismos aseguradores y tener un ahorro de energía y de costos de operación por medio de detección y control de fugas eficiente (Safety Product Training Fire & Gas Systems, 2014).

2.2.2.1. Componentes de un Sistema de Detección de Gases Fijo

- Sensor: Representa la parte más importante del sistema. Es el encargado de detectar el gas y manda sus datos al transmisor.
- Transmisor. Es el encargado de proveer alimentación eléctrica al sensor, indica el status del sensor y lo que este monitorea en su pantalla digital y envía una señal por cable al panel de control. Sirve para configurar las características de señal de salida del sensor y las alarmas y para calibrar el sensor.
- Panel de Control. Recibe la señal de indicación de gas del transmisor y activa alarmas por relevadores cuando la concentración llega a un cierto nivel configurable e indica localmente por una pantalla la concentración actual de cada punto de medición y el estado de cada canal por indicadores LED's.
- Dispositivos de Alarma / Mitigación. Puede ser una alarma visual y/o audible que sirve para alertar al personal, brigadas de respuesta locales o remotas, etc. También puede ser alguna acción de mitigación y/o control, como por ejemplo la parada del sistema de bombeo, la activación de un ventilador o extractor, un sistema de diluvio, aspersores, etc (Ruelas, Safety Product Training Fire & Gas Systems, 2014).

2.2.2.2. Estrategias de Monitoreo de gas.

- Monitoreo de fugas. Este plan de ataque es comúnmente utilizado cuando el objetivo fundamental es la detección de fugas. Con esta estrategia, la fuente de fuga puede ser fácilmente identificada y aislada, para lo cual el sensor debe ser instalado lo más cerca

posible a la fuente. El objetivo del sensor es detectar una fuga tan rápido como sea posible y avisar de la situación de peligro que se está llevando a cabo. En las áreas donde no existe de forma evidente una potencial fuente de fuga, los detectores son distribuidos de manera uniforme por el área de riesgo tomando en cuenta las corrientes de aire locales. De acuerdo al tipo de peligro y al análisis de riesgo, se utiliza un detector por cada área de 40 a 80 metros.

La principal debilidad de esta estrategia es la protección del personal, ya que la Planta de Procesamiento de Crudo cuenta con edificios donde laboran una gran cantidad de trabajadores, lo cual nos deja con dos variantes:

1. Se evacúa inmediatamente a todo el personal al sonar la alarma de fuga hasta tanto se comprueba que esta fue contenida y es seguro volver a sus puestos de trabajo. Esto puede provocar pérdidas innecesarias de tiempo, ya que no existiría certeza de la concentración de gas existente en el área administrativa.

2. Se acciona inmediatamente para contener la fuga sin evacuar al resto del personal. Estaríamos poniendo en gran riesgo a los trabajadores, ya que es prácticamente imposible que la fuente de fuga pueda ser contenida antes que el gas afecte a estos trabajadores.

- Monitoreo del área alrededor del personal a ser protegido. Esta estrategia contempla ubicar los sensores en el área en la que el personal estará trabajando. Este tipo de monitoreo es típicamente utilizado cuando el sistema se usa para propósitos de higiene y seguridad industrial. En el área de riesgo se contará con el censado, la indicación y las funciones de alarma. Los detectores son colocados en el lugar de trabajo en el área de inhalación (a la altura de la cabeza, entre 150 y 180 cm aproximadamente). Esta variante presenta dos problemas fundamentales. Estamos hablando de un área sumamente compleja donde la fuga puede ser de tal magnitud que al ser detectada la concentración en los edificios administrativos ya no haya tiempo para evacuar y el personal pueda verse afectado, además de hacer prácticamente imposible identificar la potencial fuente de gas con la rapidez requerida.
- Monitoreo del área entre las fuentes de gas y el área a ser protegida. Esta estrategia contempla ubicar los sensores entre los puntos potenciales de riesgo (áreas de producción, espacios de almacenamiento, líneas de distribución) y esas áreas donde el personal (área

de oficinas) está permanentemente ubicado. El sistema permitirá contar con suficiente tiempo para evacuar o implementar procedimientos de emergencia en dicha área y su vez permitirá acotar el área donde se produjo la fuga. Otro enfoque de esta estrategia es la proximidad a zonas vecinas de riesgo. Una de las mayores preocupaciones de un sistema de monitoreo tipo perímetro es la proximidad de áreas residenciales, o plantas vecinas, ubicadas a las afueras de las fronteras de la planta. En este caso los sensores serían ubicados a lo largo de la frontera de la Planta, lo cual permitiría, en caso de presentarse un escape grande de gas, alertar a los equipos de emergencia local.

Es evidente que ningún sensor, o estrategia de ubicación de sensores, puede resolver cada situación posible. De manera frecuente, se debe utilizar una combinación de métodos para cubrir todas las preocupaciones en una aplicación específica de monitoreo de gas. (KAF Plant Safety Operations Product Introduction, 2014)

2.3. Principales fuentes de fuga

Tres motivos fundamentales hacen que los gases se liberen a la atmósfera y por consiguiente al ambiente laboral, ellos son: agitación, despresurización y el incremento de la temperatura. Estos casos ocurren con frecuencia en la industria del petróleo, dando lugar a la contaminación ambiental en concentraciones que superan en ocasiones lo establecido. El gas al estar mezclado en el crudo está contenido en tanques, separadores, ductos desgasificadores y otros lugares, y al escapar se disuelve en el aire y recorre a favor de la dirección del viento distancias considerables mientras va disminuyendo su concentración.

2.3.1. Tanques de tratamiento

Los tanques 6, 7, 8, 14, 15 y 16 de la Planta de Procesamiento de Crudo cuentan con válvulas de seguridad de presión y vacío cuya función es liberar a la atmósfera el exceso de presión existente en el tanque (Arencibia, 2018), lo que provoca escapes de sulfuro de hidrógeno a la atmósfera. Además, estos tanques pueden presentar agujeros en las tapas producto de la corrosión y por ellos también ocurren escapes. Atendiendo a su ubicación, utilización y características de diseño serán tratados como 4 potenciales fuentes de fuga independiente.

- Tanque 6. Ubicado en las coordenadas 23.5.14,129 N y 81.16.0,595 O.
 Capacidad de Diseño: 2 000 m³.
 Altura Total: 12 m
 Máxima altura operacional: 7,5 m
 Diámetro Interior: 15,19 m
 Temperatura: 80 °C
 Válvulas de Presión y Vacío: 2 de 8".
- Tanques 7 y 8. Ubicado en las coordenadas 23.5.19,136 N y 81.15.57,225 O.
 Capacidad de Diseño: 10 000 m³.
 Altura Total: 12 m
 Máxima altura operacional: 10,75 m
 Diámetro: 34,2 m
 Temperatura: 80 °C
 Válvulas de Presión y Vacío: 4 de 8".
- Tanques 15 y 16. Ubicado en las coordenadas 23.5.15,36 N y 81.15.53,632 O.
 Capacidad de Diseño: 5 000 m³.
 Altura Total: 12 m
 Máxima altura operacional: 10,9 m
 Diámetro: 22,82 m
 Temperatura: 80 °C
 Válvulas de Presión y Vacío: 2 de 8".
- Tanque 14. Ubicado en las coordenadas 23.5.11,015 N y 81.15.58,579 O.
 Capacidad de Diseño: 20 000 m³.
 Altura Total: 12m
 Máxima altura operacional: 11 m
 Diámetro: 45,5 m
 Temperatura: 80 °C
 Válvulas de Presión y Vacío: 4 de 8".

2.3.2. Tanques de petróleo de la ECO

Los tanques donde se almacena el petróleo en calidad para su posterior venta por el Oleoducto hacia Matanzas (101, 102, 103 y 104) cuentan con válvulas de seguridad de presión y vacío

cuya función es liberar a la atmósfera el exceso de presión existente en el tanque, lo que provoca escapes de H₂S. Además, estos tanques pueden presentar agujeros en las tapas producto de la corrosión y por ellos también ocurren escapes de H₂S. Atendiendo a su ubicación, utilización y características de diseño serán tratados como una sola potencial fuente de fuga.

- Tanques 101,102,103 y 104. Ubicados en las coordenadas 23.5.9,632 N y 81.16.7,089 O.

Capacidad de Diseño: 5 000 m³.

Altura Total: 12 m

Máxima altura operacional: 10,3 m

Diámetro: 22,8 m

Temperatura: 85 °C

2.3.3. Otras posibles fuentes de fuga

En la Planta de Procesamiento de Crudo por su naturaleza existen múltiples fuentes potenciales de escape de H₂S a la Atmósfera:

- Descargadero de pailas. En esta zona el peligro de contaminación por H₂S es bastante elevado ya que el sistema de descarga no es hermético, pero la presencia de un sensor fijo en esta área no contribuirá a minimizar el riesgo y por tanto no será objeto de estudio en este trabajo.
- Salas de Bombas. Estas salas cuentan con elementos potenciales de riesgo de fuga de H₂S como bridas, válvulas, reductores de presión y prenses, pero debido a su ubicación y la necesidad de ocurrencia de una avería para que la fuga se produzca no serán objeto de estudio en este trabajo.
- Sala de calderas. Las calderas operan normalmente con el gas natural suministrado por Energas con una presión entre 0,1- 0,5 MPa, pero debido a su ubicación y la necesidad de ocurrencia de una avería para que la fuga se produzca no serán objeto de estudio en este trabajo.
- Tuberías y válvulas de interconexión. Debido a su ubicación y la necesidad de ocurrencia de una avería para que se produzca una fuga de H₂S a la atmósfera no serán objeto de estudio en este trabajo.

2.4. Estimación del movimiento de las nubes tóxicas

El movimiento de las nubes tóxicas juega un papel fundamental, ya que con ellas se trasladan concentraciones de sustancias que pueden provocar efectos adversos para la salud de las personas. Una correcta delimitación de las áreas donde pueden existir concentraciones de H₂S superiores a los límites establecidos en la NC-872/2011 será esencial para lograr la correcta ubicación de los sensores y por tanto lograr un sistema de detección de gases eficiente.

2.4.1. Programa informático a utilizar

Castro et al., (2013) y Piedra y Valdivieso, (2013) coinciden en que ALOHA es un programa computarizado diseñado específicamente para el uso de personas que respondan a la evaluación de accidentes químicos, así como para la planificación y entrenamiento de emergencias. Puede predecir las tasas a las cuales los vapores químicos pueden escapar a la atmósfera desde tuberías de gas rotas, fugas de tanques, y charcos de evaporación.

Este *Software* está certificado por el CITMA para obtener la dispersión de los contaminantes en la atmósfera y determinar su posible área de alcance. Usa un modelo de dispersión aérea como herramienta para predecir el movimiento y dispersión de los gases, predice concentraciones contaminantes a favor del viento desde la fuente de un derrame tomando en cuenta las características físicas del material derramado, las características del sitio del derrame, las condiciones meteorológicas y las circunstancias de la descarga.

Está diseñado para que pueda usarse fácilmente, de modo que pueda operarse exitosamente durante situaciones de alta presión y cuenta con una base de datos de compuestos químicos de interés, sobre la base de datos DIPPR (*Department of Chemical Engineering of Brigham Young University for the Design Institute for Physical Property Data (DIPPR) of the American Institute of Chemical Engineers*) donde aparecen las principales propiedades físicas y químicas.

ALOHA establece el modelo de dispersión de una nube de gas contaminante en la atmósfera y un diagrama que muestra una vista aérea de las regiones o zonas de amenaza, en las que se predice que los principales niveles de riesgo (LOCs) serán superados. Este diagrama se llama una zona de amenaza. Para obtener una estimación de la zona de amenaza, primero debe elegir al menos una LOC. (ALOHA sugerirá por defecto LOCs, y usted puede guardarlos o elegir un máximo de otros tres LOCs.) En el caso de la dispersión de gases tóxicos, un LOC es un umbral

de concentración del gas en el nivel del suelo por encima de la cual se cree que puede existir peligro. Para cada uno de LOC que elija, ALOHA realizará estimaciones de la zona de amenaza donde se prevé que supere la LOC en algún momento después de comenzada la liberación. Estas zonas se muestran en una única zona de amenaza. Si se eligen tres LOCs, ALOHA mostrará las zonas de amenaza en rojo, naranja y amarillo, donde la zona roja representa el peor peligro. Estos resultados son representados en diagramas “Y” contra “X” donde nos indica la amplitud del área de localización en el eje “Y” y su alcance en el eje “X”.

Para modelar la dispersión de los componentes químicos en el aire ALOHA utiliza dos modelos:

- Modelo Gaussiano para los gases que tienen la misma densidad que el aire.
- Modelo de Gases Pesados utilizado para los gases que son más pesados que el aire donde son emitidos.

La organización básica del programa consta de varios pasos que son:

1. Indicar la ciudad donde puede ocurrir el accidente químico.
2. Seleccionar el compuesto químico.
3. Dar la información de las condiciones meteorológicas en el período que queremos realizar la predicción del evento.
4. Describir cómo los compuestos químicos escapan a la atmósfera.
5. El Software ALOHA da su respuesta mostrando en el monitor un diagrama denominado *Threat Zone*, el cual muestra el área donde las concentraciones del compuesto químico en el aire pueden ser lo suficientemente altas para que provoque afectaciones a las personas, en los tres niveles de LOC.

2.4.2. Establecimiento de las condiciones de trabajo con el programa ALOHA

Este estudio se realiza con la finalidad de determinar las áreas de atmósferas peligrosas que se originan como parte del proceso de alivio de gas hacia la atmósfera que realizan las válvulas de presión y vacío ubicadas en los tanques de crudo ante un exceso de presión en su interior. Para una correcta utilización del programa y que los resultados que se obtengan sean fáciles de entender y manejar se toman algunas consideraciones:

- Ubicación. Se establecen por separado las coordenadas de las 5 agrupaciones de tanques que se definen como fuentes potenciales de escape a la atmósfera.
- Tipo de construcción. Se selecciona *enclosed office*, ya que los algoritmos usados por el programa para los edificios de varios pisos se basan en construcciones típicas de los Estados Unidos.
- Producto Químico. Se utiliza el H₂S presente en la biblioteca del programa estableciendo los siguientes LOCs:
 1. LOC amarillo a 7 ppm: Concentración media ponderada de la sustancia nociva en el aire de la zona de trabajo durante todo el tiempo de la jornada laboral diaria según NC 872/2011.
 2. LOC naranja a 14 ppm: Concentración máxima absoluta en el aire de la zona de trabajo que no puede excederse en ningún momento de la jornada laboral diaria según NC 872/2011.
 3. LOC rojo a 100 ppm: IDLH (por sus siglas en inglés). Valor de peligro inmediato para la salud y la vida ENFORM 2016.
- Rugosidad del Terreno. Se selecciona *urban or forest*, ya que es la opción que más se acerca a nuestras condiciones.
- Altura del tanque. Como los tanques de crudo contienen agua, petróleo y gas natural, se calculará la diferencia entre la altura total y la máxima altura operacional, zona que representa el volumen mínimo que debe estar ocupado por el gas natural. Como este trabajo estudia la dispersión del H₂S, entonces se utilizará solo el 12% del total de gas, según define el análisis cromatográfico de Energas. Anexo 1
- Nubosidad. Se toma el valor medio de la nubosidad. Anexo 2
- Temperatura del aire. En el caso específico de la temperatura se decide tomar los valores medios de la máxima debido a que con ella se garantiza estimar las mejores condiciones de la dispersión. Anexo 2
- Humedad relativa. Se trabaja con los valores medios, de lo contrario sería necesario hacer estimaciones para los diferentes horarios del día donde ocurren los valores máximos y mínimos. Además, se pudo comprobar que la variación que existe entre la media de las máximas y la media no introduce variaciones de consideración en el comportamiento de la dispersión del contaminante. Anexo 2

- Temperatura del gas. Se establece una temperatura de 80 °C, valor medio que se alcanza en el proceso de tratamiento estático.
- Viento: Se tomarán en cuenta las velocidades medias en aquellas direcciones que puedan llevar la nube tóxica desde la fuente de fuga analizada hacia las instalaciones donde laboran personas según se muestra en la tabla 2.1. Anexo 2

Tabla 2.1 Direcciones del viento desde cada fuente de fuga

Fuente de fuga	Dirección del viento	Locales con posibilidad de afectación
Tanques 7 y 8	ENE	Laboratorio de ensayo y Oficina Tecnólogos
	E	Calderas
	ESE	Taller de Mantenimiento a Recolección
	S	Taller de Extracción y Edificio Administrativo
	SSW	Edificio Administrativo y Taller Eléctrico
	SW	Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción
	WSW	Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción
Tanque 6	ENE	Cuarto de Control de la ECO
	SE	Laboratorio de ensayo y Oficina Tecnólogos
	SSE	Taller de Mantenimiento a Recolección y Calderas
	S	Taller de Extracción
	SSW	Edificio Administrativo
		Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción
Tanques 15 y 16	ESE	Local de los Tecnólogos y Calderas.
	SSE	Edificio Administrativo, Taller de Extracción y Taller Eléctrico.
	S	Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción
Tanque 14	E	Cuarto de Control de la ECO
	SSE	Oficina de los tecnólogos, Calderas y Taller de Mantenimiento a Recolección
	S	Taller de Extracción y Edificio Administrativo
	SSW	Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción
Tanques de la ECO	S	Cuarto de Control de la ECO
	SSW	Cuarto de Control de la ECO, Laboratorio de ensayo, Oficina Tecnólogos, Calderas, Taller de Mantenimiento a Recolección y Taller de Extracción
	SE	Cuarto de Control de la ECO y Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción

Conclusiones derivadas del Diseño Metodológico

1. El proceso tecnológico en los tanques de tratamiento y almacenamiento de crudo en la Planta de Procesamiento de Crudo incluye la liberación a la atmósfera del exceso de gas contenido para garantizar la integridad de los tanques.
2. Los detectores portátiles no garantizan el monitoreo continuo de las zonas de mayor riesgo y sus alarmas solo son detectadas por el trabajador que lo porta.
3. La correcta ubicación de los sensores en los sistemas fijos de detección de gases constituye el eslabón fundamental para garantizar la fiabilidad del sistema.

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Todo proyecto o investigación que se pone en marcha, lo motiva la respuesta o cumplimiento a los determinados objetivos que han sido propuestos. Su punto final no lo constituyen precisamente los valores cualitativos o cuantitativos que se puedan llegar a obtener, sino el análisis y la convicción que se pueda tener sobre dichos resultados. Lo lógico y positivo de cada uno de ellos para tenerlo en cuenta y validarlo, o lo ilógico y negativo para ser desechado. Por lo tanto, este capítulo se encarga de analizar los principales resultados alcanzados con la presente investigación.

Los detectores de gases fijos se utilizan fundamentalmente para proteger las instalaciones y a las personas que laboran en ellas, proporcionando una advertencia temprana ante la pérdida de gases, pero permitirán además identificar la fuente de fuga y acotar el área contaminada. Son detectores de puntos en el sentido de que solo detectarán gases en contacto directo con los sensores, por lo que la correcta ubicación de estos juega un papel fundamental en la consecución de estos objetivos.

En este trabajo se plantea una combinación de las distintas estrategias de monitoreo de gases explicadas en el capítulo 2, para lo cual se proyecta la instalación de sensores próximos a las fuentes de fuga y en la trayectoria entre estas fuentes y los locales donde radica personal de forma permanente, de manera que posibilite tomar medidas tanto preventivas como correctivas.

Es importante señalar que esta investigación está orientada hacia los locales con presencia de trabajadores, pero muchos de ellos, como parte de sus funciones tienen que desplazarse por todas las áreas de la Planta de Procesamiento de Crudo y por tanto es imprescindible garantizar el uso de detectores de gases y vapores tóxicos portátiles que le permitan a cada trabajador contar con un medio capaz de detectar concentraciones peligrosas de H₂S en aquellas áreas que no estén cubiertas por los detectores fijos y por tanto escapan del alcance del sistema propuesto.

3.1. Análisis del alcance de las nubes tóxicas obtenidas mediante ALOHA

En este epígrafe se muestra el alcance de las nubes tóxicas originadas desde las distintas fuentes de fuga y las concentraciones estimadas en el exterior de los locales donde trabajan personas de forma permanente.

La figura 3.1 muestra la ubicación en la Planta de Procesamiento de Crudo de los locales que constituyen las principales áreas a proteger, de conjunto con las fuentes de fuga previamente identificadas.



Figura 3.1 Representación de la Planta de Procesamiento de Crudo, donde se identifican las fuentes de fuga y los locales a ser protegidos.

Donde:

- 1- Cuarto de Control de la ECO.
- 2- Laboratorio de ensayo.
- 3- Oficinas de los tecnólogos.
- 4- Área de Calderas.
- 5- Taller de Mantenimiento a Recolección.
- 6- Taller de Extracción.
- 7- Edificio administrativo.
- 8- Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción.

3.1.1. Tanque 6

En este tanque se efectúa la separación del gas acompañante del fluido proveniente de los Centros Colectores. En la figura 3.2 se puede observar la dispersión de la nube tóxica en las cinco direcciones del viento que pueden llevar el gas hacia locales con presencia de trabajadores.

La tabla 3.1 resume las direcciones del viento analizadas, las distancias aproximadas hasta los locales donde existe personal y la concentración estimada en las afueras de estos locales.

Tabla 3.1 Concentraciones estimadas con ALOHA al activarse las válvulas de presión y vacío del tanque 6

Dirección del viento	Locales con posibilidad de afectación	Distancia a la fuente	Concentración estimada
ENE	Cuarto de Control de la ECO	175 m	13 ppm
SE	Laboratorio de ensayo	137 m	26 ppm
	Oficina Tecnólogos	147 m	11 ppm
SSE	Calderas	182 m	80 ppm
	Taller de Mto a Recolección	266 m	38 ppm
S	Taller de Extracción	334 m	15 ppm
SSW	Edificio Administrativo	310 m	16 ppm
	Talleres Eléctrico y de Mto a Extracción	283 m	17 ppm

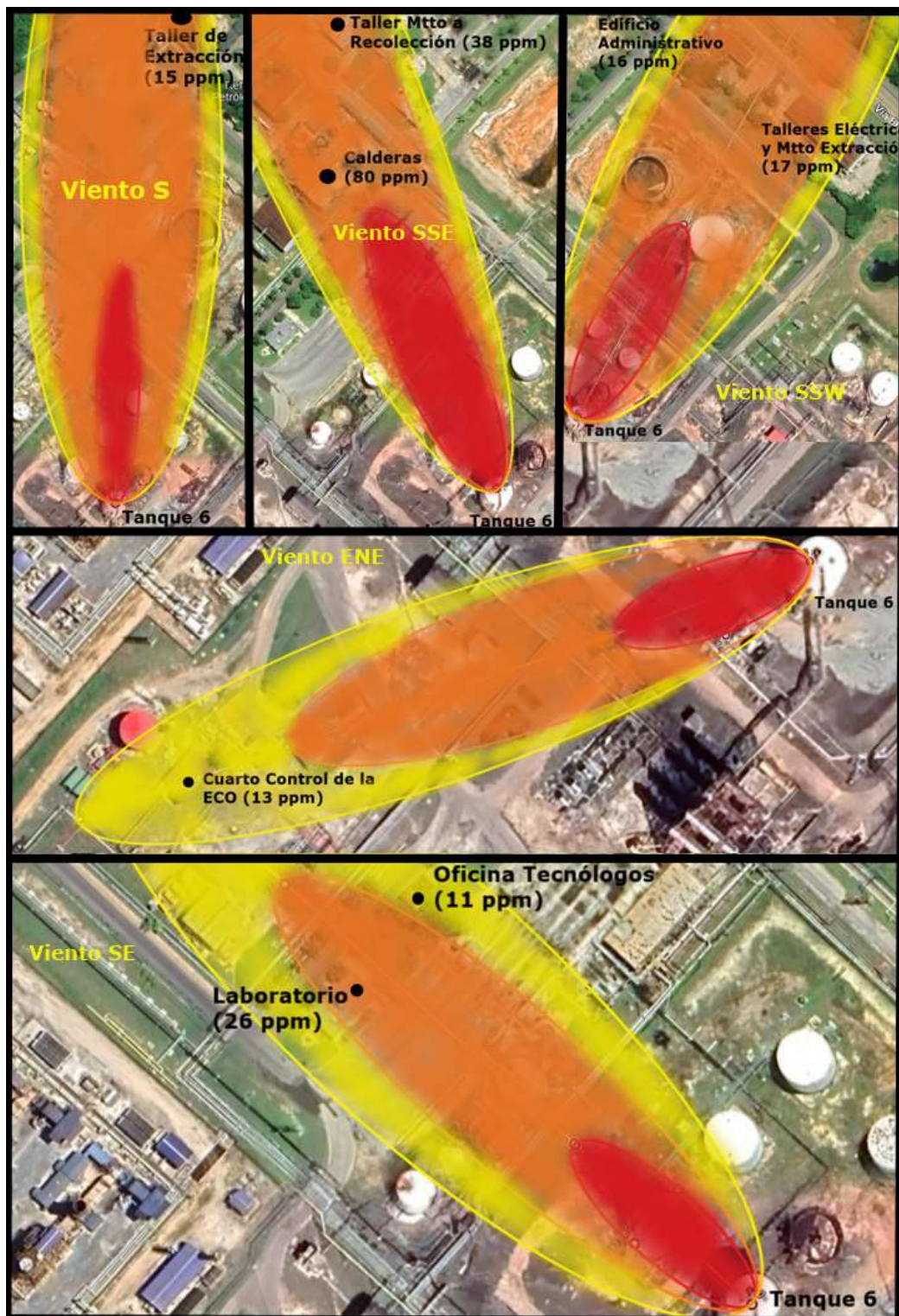


Figura 3.2 Dispersión de la nube tóxica al activarse las válvulas de presión y vacío del tanque 6 cuando el viento sopla en las direcciones SSE, S, SSW, ENE y SE

Como se puede apreciar las mayores concentraciones se estiman en las Calderas y el Taller de Mantenimiento a Recolección cuando el viento sopla en dirección SSE., aunque en todos los casos se alcanzan los límites establecidos en la NC 872/2011.

3.1.2. Tanques 7 y 8

Estos tanques tienen una capacidad nominal de 10 000 m³ cada uno y en ellos se efectúa la culminación del tratamiento del petróleo crudo para lograr porcentajes de BSW \leq 2.0 % y poder trasegarlo hacia la ECO. En la figura 3.3 se puede observar la dispersión de la nube tóxica en las tres direcciones del este en las que cuando fluye el viento puede llevar el gas hacia locales con presencia de trabajadores.

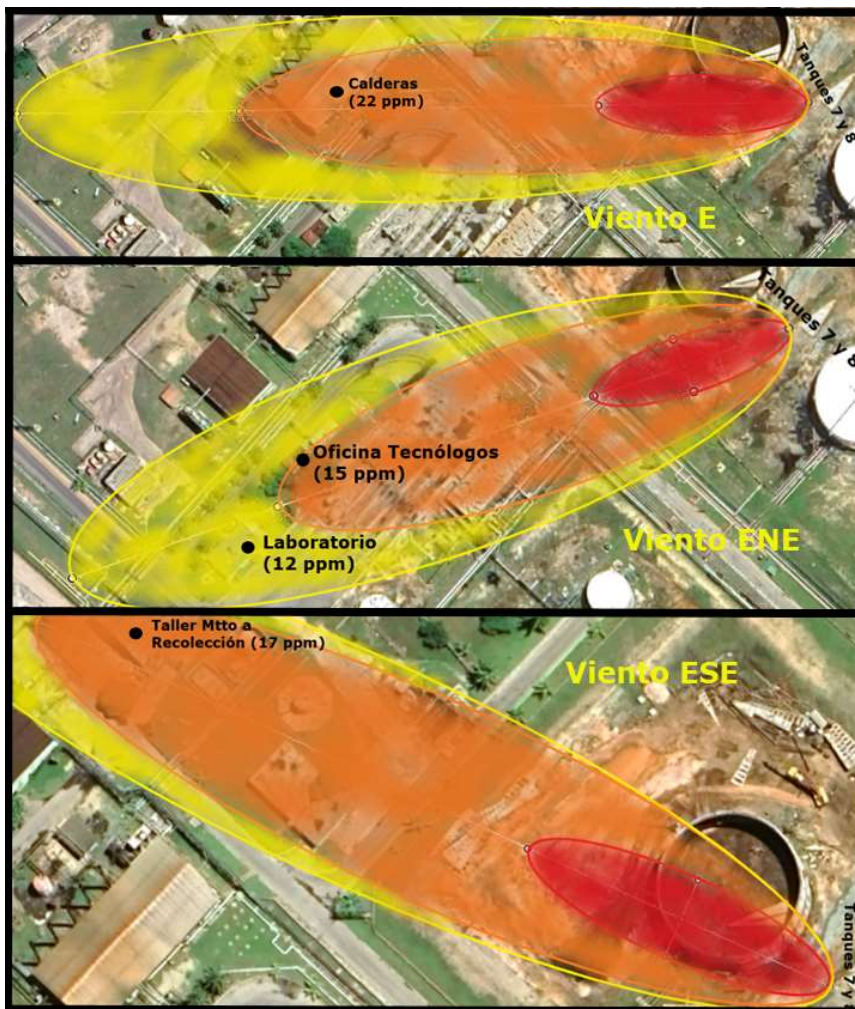


Figura 3.3 Dispersión de la nube tóxica al activarse las válvulas de presión y vacío de los tanques 7 y 8 cuando el viento sopla en las direcciones E, ENE y ESE

Por su parte la figura 3.4 muestra la dispersión de la nube tóxica en las cuatro direcciones del sur que pueden ocasionar afectaciones.

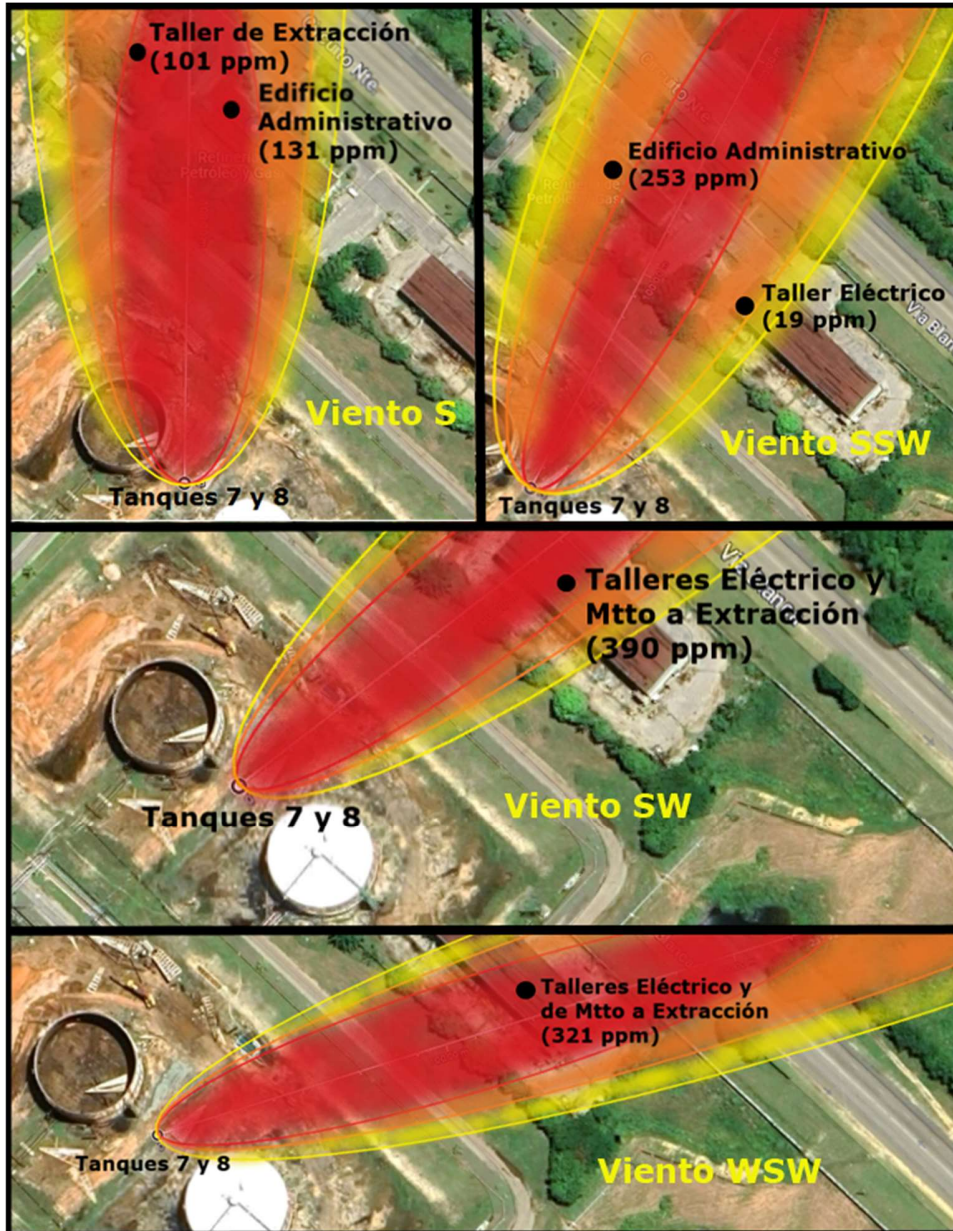


Figura 3.4 Dispersión de la nube tóxica al activarse las válvulas de presión y vacío de los tanques 7 y 8 cuando el viento sopla en las direcciones S, SSW, SW y WSW

En la tabla 3.2 se resumen las direcciones del viento que fueron analizadas, las distancias aproximadas hasta los locales donde existe personal y la concentración estimada en las afueras de estos locales.

Tabla 3.2 Concentraciones estimadas con ALOHA al activarse las válvulas de presión y vacío de los tanques 7 y 8

Dirección del viento	Locales con posibilidad de afectación	Distancia a la fuente	Concentración estimada
ENE	Laboratorio de ensayo	199 m	12 ppm
	Oficina Tecnólogos	174 m	15 ppm
E	Calderas	159 m	22 ppm
ESE	Taller de Mtto a Recolección	172 m	17 ppm
S	Taller de Extracción	161 m	105 ppm
	Edificio Administrativo	133 m	131 ppm
SSW	Edificio Administrativo	133 m	253 ppm
	Taller Eléctrico	112 m	19 ppm
SW	Talleres Eléctrico y de Mtto a	112 m	390 ppm
WSW	Talleres Eléctrico y de Mtto a	127 m	321 ppm

Como se aprecia hay 7 direcciones del viento que pueden afectar locales con personal desde los tanques 7 y 8, estimándose concentraciones que pueden ocasionar daños inmediatos para la vida en el edificio administrativo, el Taller de Extracción y la nave donde se encuentran ubicados los Talleres Eléctrico y de Mtto a Extracción. Al sumar la frecuencia de ocurrencia de estos vientos, se puede concluir que en la década analizada ocurrieron con una frecuencia superior al 10%, por lo que se le debe prestar especial atención.

3.1.3. Tanques 15 y 16

Al igual que en los tanques 7 y 8, en estos tanques se efectúa la culminación del tratamiento del petróleo crudo para lograr porcentajes de BSW $\leq 2.0\%$ y poder trasegarlo hacia la ECO, aunque su capacidad nominal es de 5000 m³. En la figura 3.5 se puede observar la dispersión de la nube tóxica en las tres direcciones del viento que pueden llevar el gas hacia locales con presencia de trabajadores.

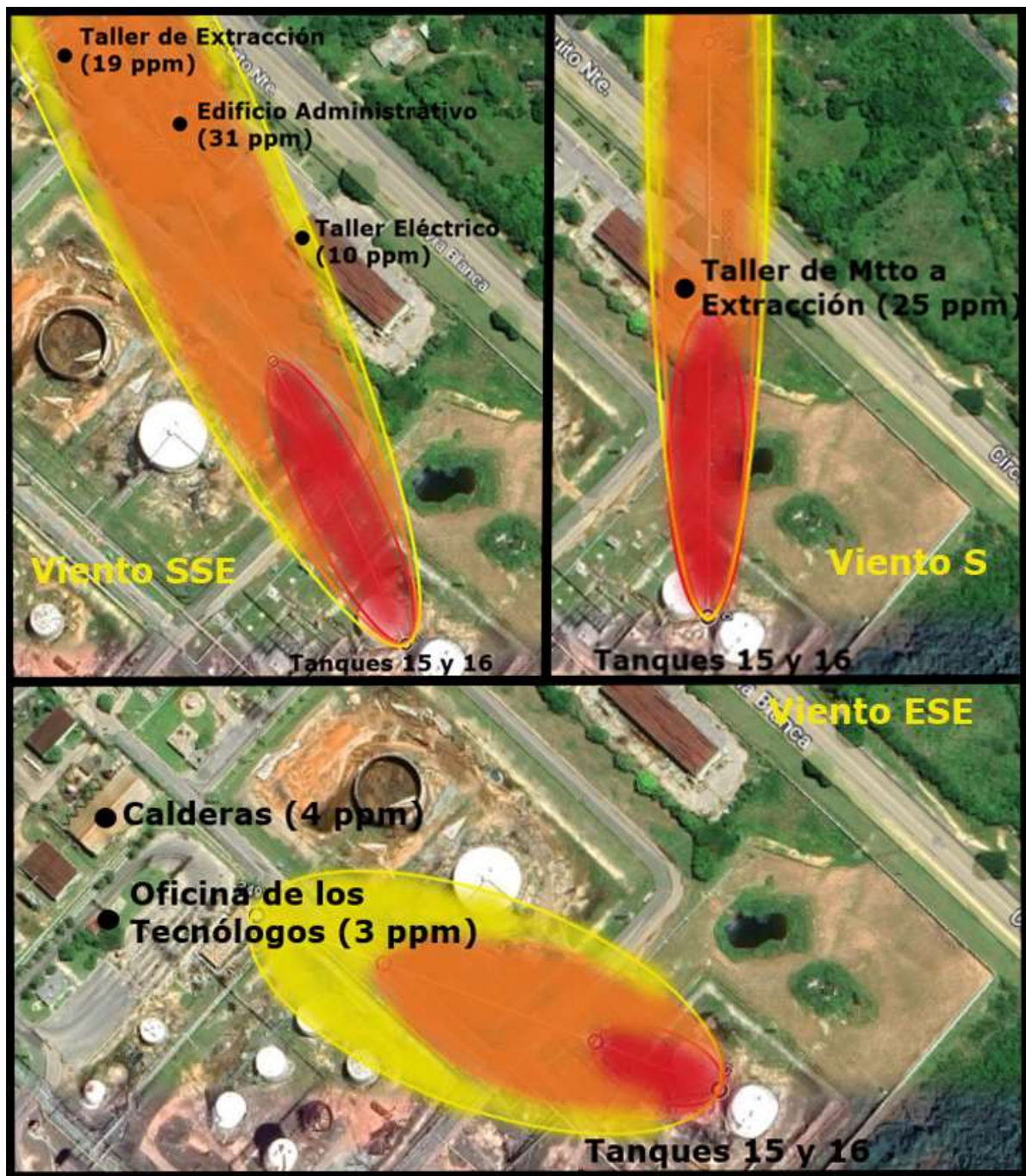


Figura 3.5 Dispersión de la nube tóxica al activarse las válvulas de presión y vacío de los tanques 15 y 16 cuando el viento sopla en las direcciones SSE, S y ESE

En la tabla 3.3 se resumen las direcciones del viento analizadas, las distancias aproximadas hasta los locales donde existe personal y la concentración estimada en las afueras de estos locales.

Tabla 3.3 Concentraciones estimadas con ALOHA al activarse las válvulas de presión y vacío de los tanques 15 y 16

Dirección del viento	Locales con posibilidad de afectación	Distancia a la fuente	Concentración estimada
ESE	Oficina Tecnólogos	320 m	3 ppm
	Calderas	329 m	4 ppm
SSE	Edificio Administrativo	285 m	31 ppm
	Taller Eléctrico	216 m	10 ppm
	Taller de Extracción	336 m	19 ppm
S	Taller de Mantenimiento a Extracción	186 m	25 ppm

Es importante destacar que, aunque las concentraciones estimadas no son tan altas como cuando la emanación proviene de los Tanques 7 y 8, la mayoría se encuentra por encima de los dos niveles de alarma establecidos en NC 872/2011 y solo en los locales de calderas y la oficina de los tecnólogos no se alcanzan los 7 ppm establecidos como primer LOC.

3.1.4. Tanque 14

En este tanque al igual que en los anteriores, se efectúa la culminación del tratamiento del petróleo crudo para lograr porcentajes de BSW $\leq 2.0\%$ y poder trasegarlo hacia la ECO, aunque su capacidad nominal es de 20000 m³ y por tanto puede almacenar una gran cantidad de gas. En la figura 3.6 se puede observar la dispersión de la nube tóxica en las cuatro direcciones del viento que pueden llevar el gas hacia locales con presencia de trabajadores.

En la tabla 3.4 se resumen las direcciones del viento analizadas, las distancias aproximadas hasta los locales donde existe personal y la concentración estimada en las afueras de estos locales.

Tabla 3.4 Concentraciones estimadas con ALOHA al activarse las válvulas de presión y vacío del tanque 14

Dirección del viento	Locales con posibilidad de afectación	Distancia a la fuente	Concentración estimada
E	Cuarto de Control de la ECO	248 m	10 ppm
SSE	Oficina Tecnólogos	271 m	14 ppm
	Calderas	308 m	48 ppm
	Taller de Mto a Recolección	375 m	43 ppm
S	Taller de Extracción	429 m	31 ppm
	Edificio Administrativo	394 m	35 ppm
SSW	Taller de Mantenimiento a Extracción	335 m	43 ppm

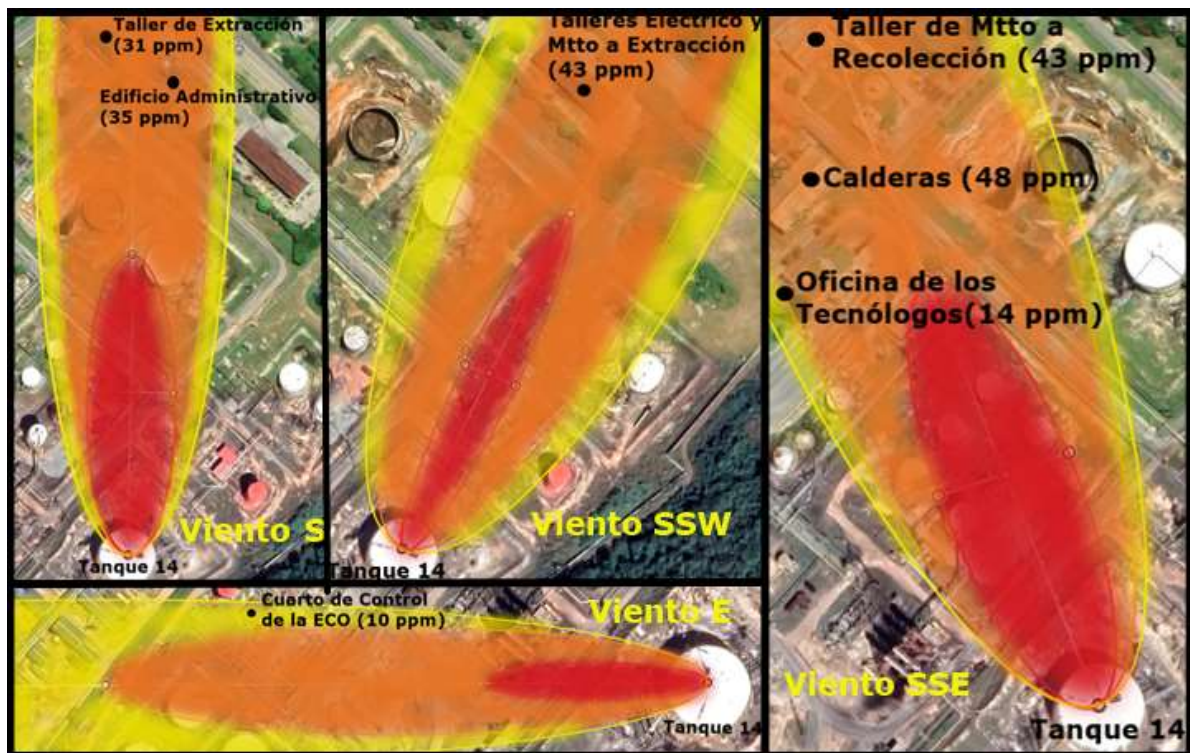


Figura 3.6 Dispersión de la nube tóxica al activarse las válvulas de presión y vacío del tanque 14 cuando el viento sopla en las direcciones SSE, S, SSW y E

Como se puede apreciar, las emanaciones de gas desde el Tanque 14 pueden afectar al personal ubicado en 7 de los 8 locales donde radican trabajadores de forma permanente y solo cuando el viento sopla en dirección Este, las concentraciones de H_2S quedan por debajo del segundo nivel de alarma establecido en NC 872/2011.

3.1.5. Tanques de la ECO

En estos 4 tanques se almacena el petróleo crudo con los parámetros de calidad pactados para la venta, cada uno tiene una capacidad nominal de 5000 m^3 . En la figura 3.7 se puede observar la dispersión de la nube tóxica en las tres direcciones del viento que pueden llevar el gas hacia locales con presencia de trabajadores.

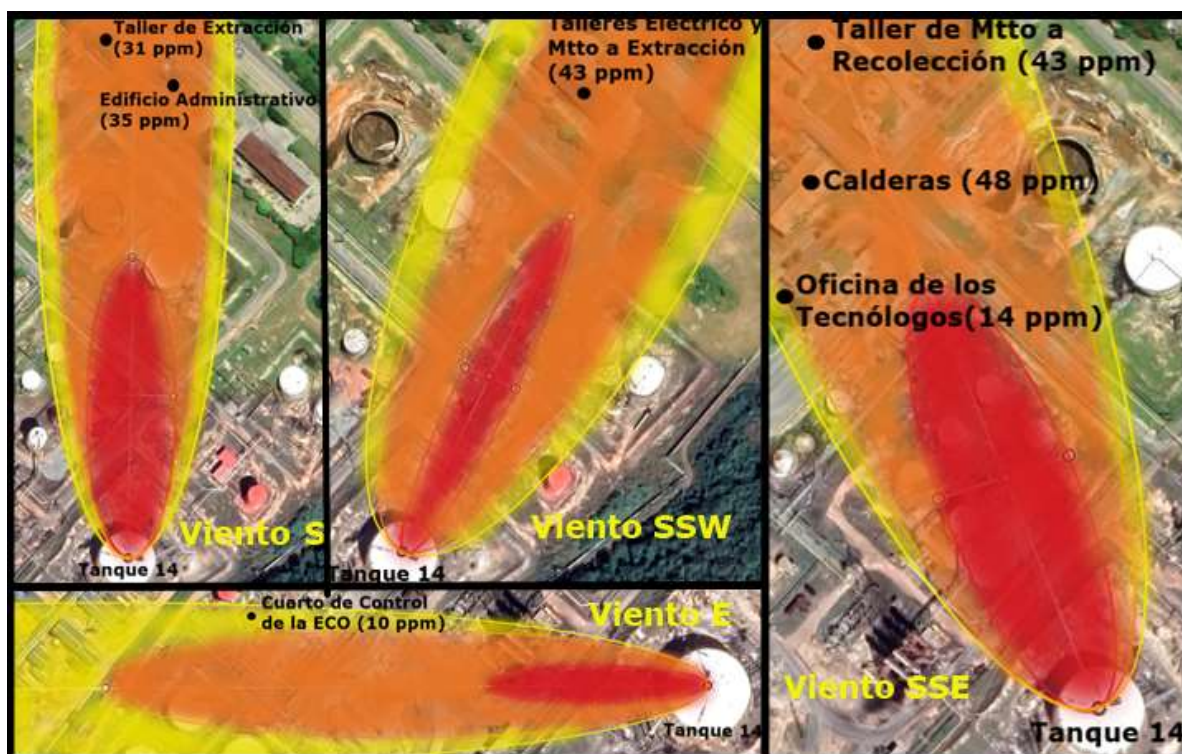


Figura 3.7 Dispersión de la nube tóxica al activarse las válvulas de presión y vacío de los tanques de la ECO cuando el viento sopla en las direcciones SSW, S y SW

La tabla 3.5 resume las direcciones del viento analizadas, las distancias aproximadas hasta los locales donde existe personal y la concentración estimada en las afueras de estos locales.

Tabla 3.5 Concentraciones estimadas al activarse las válvulas de presión y vacío de los tanques de la ECO

Dirección del viento	Locales con posibilidad de afectación	Distancia a la fuente	Concentración estimada con ALOHA
S	Cuarto de Control de la ECO	84 m	18 ppm
SSW	Cuarto de Control de la ECO	84 m	360 ppm
	Laboratorio de ensayo	240 m	48 ppm
	Oficina Tecnólogos	277 m	36 ppm
	Calderas	325 m	26 ppm
	Taller de Mto a Recolección	402 m	14 ppm
	Taller de Extracción	525 m	8 ppm
SE	Cuarto de Control de la ECO	84 m	15 ppm
	Talleres Eléctrico y de Mto a Extracción	525 m	11 ppm

Como se puede apreciar, la cercanía existente entre estos tanques y el Cuarto de Control de la ECO provoca que, en el mismo, los vientos de sur eleven las concentraciones por encima de los valores permitidos según la NC 872/2011. Se debe destacar el viento del SSW, que no solo puede provocar concentraciones con peligro inminente para la vida en el cuarto de control, sino que además eleva las concentraciones por encima de los valores permitidos en otros cinco locales con presencia de trabajadores de forma permanente.

3.2. Ubicación de los sensores para detectar la presencia de concentraciones peligrosas en las fuentes de fugas

Para identificar la posible fuente de emisión de concentraciones peligrosas de H₂S a la atmósfera en un momento dado es imprescindible lograr una correcta ubicación de sensores próximos a ellas. El objetivo es garantizar una cobertura completa con la menor cantidad de recursos posibles, para lo cual se sobreponen las distintas nubes tóxicas obtenidas mediante ALOHA y se identifican las áreas de coincidencia.

3.2.1. Tanque 6

En la figura 3.8 se pueden observar como las cinco nubes tóxicas originadas desde tanque 6 que pueden afectar los locales con personal coinciden solamente en un punto ubicado en el extremo noroeste del tanque y por tanto se propone la ubicación del sensor precisamente en este lugar.



Figura 3.8 Ubicación del sensor de H₂S en el área de confluencia de las cinco nubes tóxicas provenientes de tanque 6

3.2.2. Tanques 7 y 8

En la figura 3.9 se pueden observar las siete nubes tóxicas originadas desde los tanques 7 y 8 que pueden afectar los locales con personal. Es importante destacar que por tratarse de un área que incluye dos tanques y que está ubicada prácticamente en el centro de los locales a proteger, no es posible garantizar su cobertura utilizando un solo sensor y por tanto se propone la utilización de uno para cubrir los vientos del este y otro para los vientos del sur.

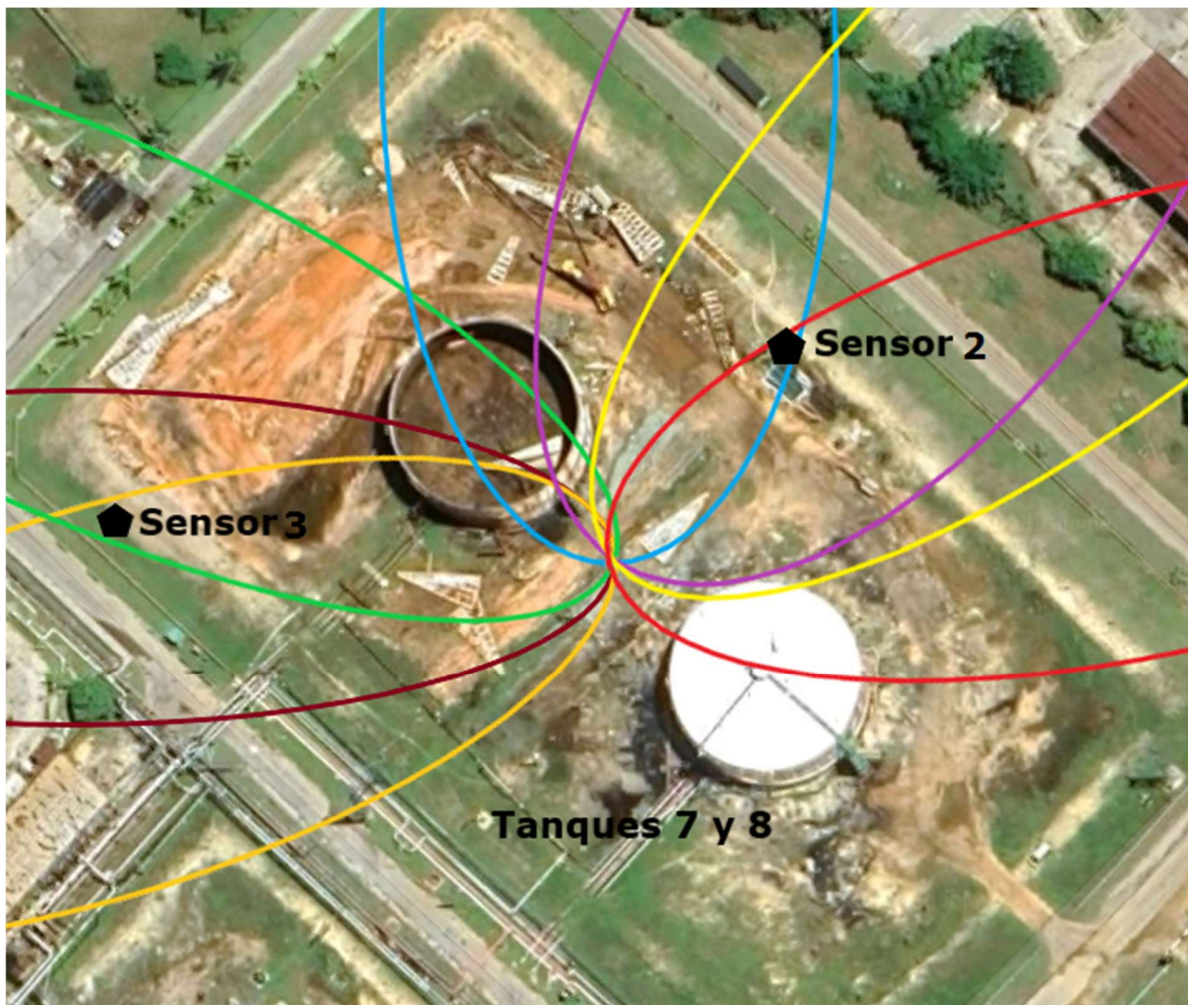


Figura 3.9 Ubicación de los sensores de H₂S para garantizar la detección de las posibles nubes tóxicas provenientes desde los tanques 7 y 8

3.2.3. Tanques 15 y 16

Como se puede observar en la figura 3.10, para el análisis de los tanques 15 y 16 solo se tuvieron en cuenta las dos nubes tóxicas que pueden llevar concentraciones peligrosas de H₂S hacia

locales con presencia de trabajadores de forma permanente. La ubicación de estos tanques en el extremo noreste de la Planta de Procesamiento nos permite garantizar la detección del gas ubicando un solo sensor en el área de confluencia de ambas nubes.

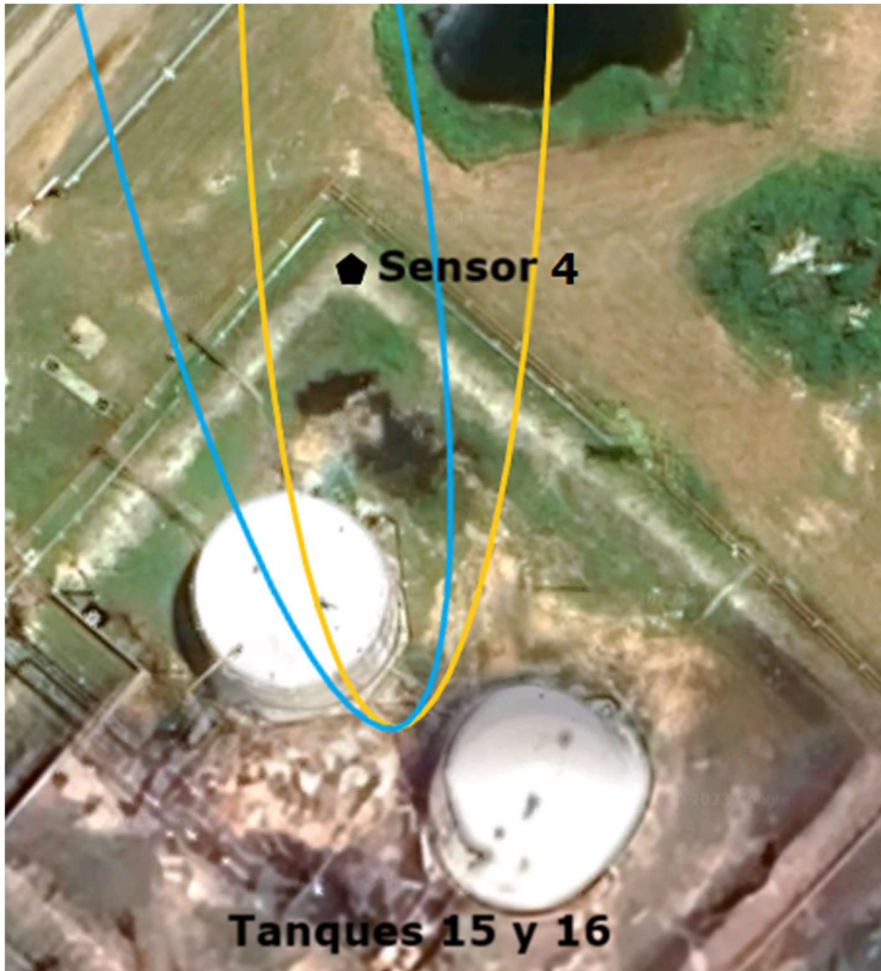


Figura 3.10 Ubicación del sensor de H₂S en el área de confluencia de las dos nubes tóxicas provenientes de los tanques 15 y 16

3.2.4. Tanque 14

La figura 3.11 muestra las cuatro nubes tóxicas originadas desde tanque 14 con la posible ubicación del sensor.

Para evaluar la correcta ubicación de los sensores en este tanque se valoró como variante 2 además de la propuesta, la utilización de dos sensores. Uno ubicado en los bordes del cubeto con rumbo norte para garantizar la detección de H₂S cuando los vientos provienen del sur y otro ubicado al oeste para detectar la presencia de gas con el viento del este. Atendiendo a que el

rumbo este solo afecta al cuarto de control de la ECO con una concentración estimada de 10 ppm, se consideró preferible ubicar un solo sensor encima del tanque y con este cubrir las cuatro direcciones del viento.

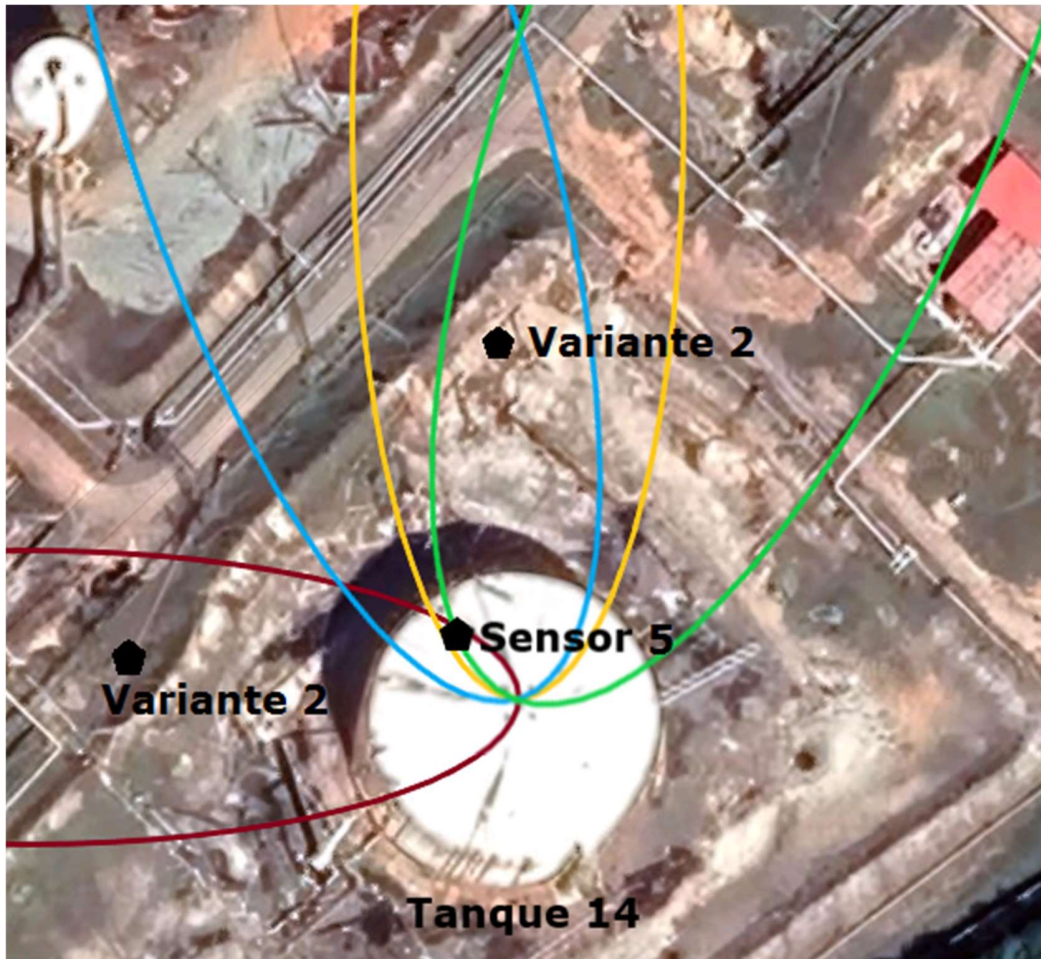


Figura 3.11 Ubicación del sensor de H₂S en el área de confluencia de las cuatro nubes tóxicas provenientes del tanque 14

3.2.5. Tanques de la ECO

En la figura 3.12 se pueden observar como las tres nubes tóxicas originadas desde los tanques de la ECO coinciden en un área bastante amplia ubicada al noreste de los tanques y por tanto se propone la ubicación del sensor precisamente en esta área.

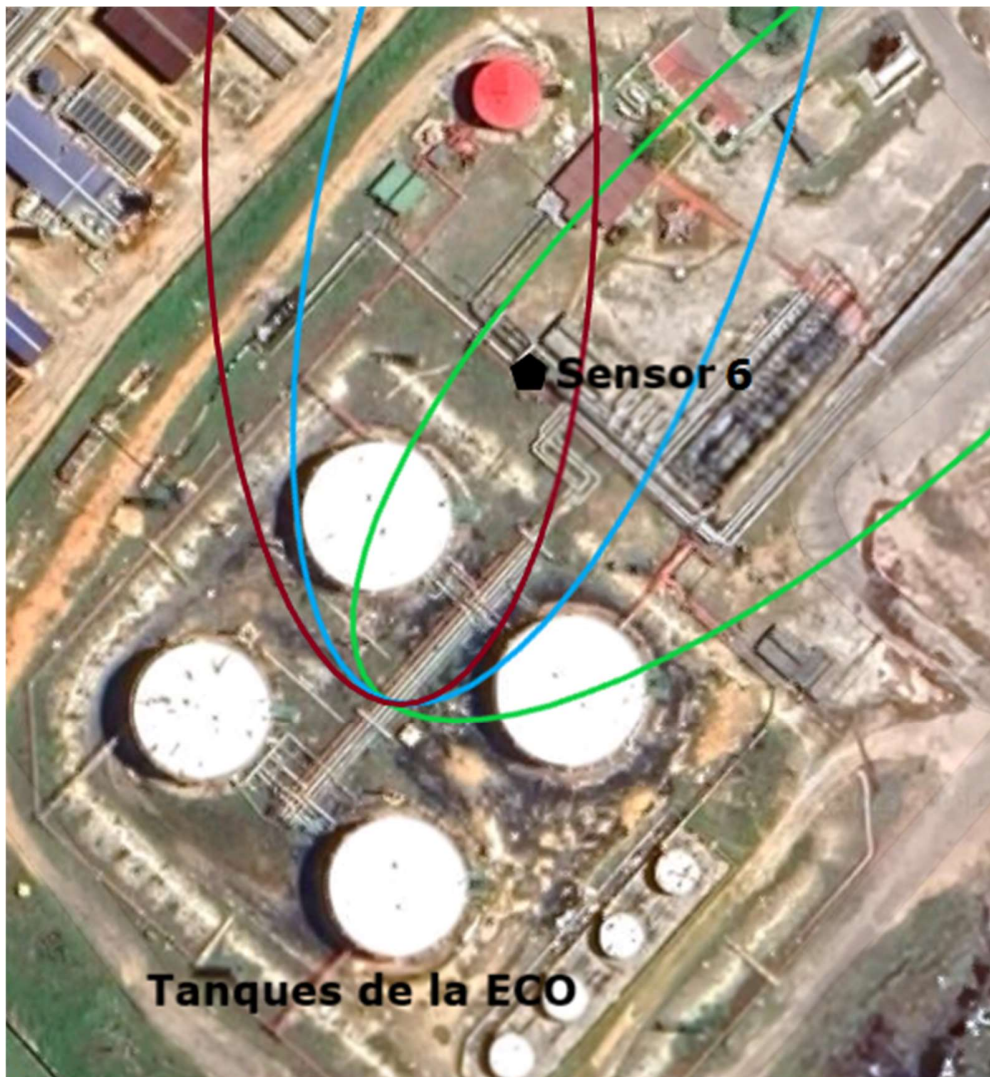


Figura 3.12 Ubicación del sensor de H₂S en el área de confluencia de las tres nubes tóxicas provenientes de los tanques de la ECO.

3.3. Ubicación de los sensores para proteger los locales con presencia de personal

Como ya se ha definido, la operación normal de la Planta de Procesamiento de Crudo con la tecnología instalada actualmente mantendrá prácticamente constante la emanación de altas concentraciones de H₂S hacia la atmósfera desde las fuentes evaluadas y por tanto el riesgo de sufrir concentraciones por encima de los valores permitidos en los locales con presencia de personal de forma permanente es bastante elevado. En este epígrafe se utiliza la información obtenida mediante ALOHA para evaluar el área de mayor influencia de H₂S en cada uno de los

locales y así definir la mejor ubicación de los sensores. La tabla 3.6 resume las concentraciones máximas que se pueden recibir en cada uno de los locales desde las distintas fuentes de fuga, así como las direcciones del viento cuando se obtienen estas concentraciones.

Tabla 3.6 Concentraciones máximas estimadas con ALOHA que pueden recibir cada uno de los locales desde las distintas fuentes de fuga y las direcciones del viento.

Locales	Fuentes de Fuga	Concentración estimada	Dirección del Viento
Cuarto de Control de la ECO	Tanque 6	13 ppm	ENE
	Tanque 14	10 ppm	E
	Tanques de la ECO	360 ppm	SSW
Laboratorio de Ensayo	Tanque 6	26 ppm	SE
	Tanques 7 y 8	12 ppm	ENE
	Tanques de la ECO	48 ppm	SSW
Oficina de los Tecnólogos	Tanque 6	11 ppm	SE
	Tanques 7 y 8	15 ppm	ENE
	Tanque 14	14 ppm	SSE
	Tanques de la ECO	36 ppm	SSW
Calderas	Tanque 6	80 ppm	SSE
	Tanques 7 y 8	22 ppm	E
	Tanque 14	48 ppm	SSE
	Tanques de la ECO	26 ppm	SSW
Taller de Mantenimiento a Recolección	Tanque 6	38 ppm	SSE
	Tanques 7 y 8	17 ppm	ESE
	Tanque 14	43 ppm	SSE
	Tanques de la ECO	14 ppm	SSW
Taller de Extracción	Tanque 6	15 ppm	S
	Tanques 7 y 8	101 ppm	S
	Tanques 15 y 16	19 ppm	SSE
	Tanque 14	31 ppm	S
	Tanques de la ECO	8 ppm	SSW
Edificio Administrativo	Tanque 6	16 ppm	SSW
	Tanques 7 y 8	253 ppm	SSW
	Tanques 15 y 16	31 ppm	SSE
	Tanque 14	35 ppm	S
Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción	Tanque 6	17 ppm	SSW
	Tanques 7 y 8	390 ppm	SW
	Tanques 15 y 16	25 ppm	S
	Tanque 14	43 ppm	SSW
	Tanques de la ECO	11 ppm	SSE

3.3.1. Cuarto de control de la ECO

En la figura 3.13 se puede observar cómo aunque existe un área donde confluyen las tres nubes tóxicas que afectan este local, no es posible garantizar la alerta con un solo sensor, ya que, si es ubicado al sur del cuarto de control detectaría el H₂S proveniente de los tanques 6 y 14 después que la nube pasara por el local en cuestión y lo contrario sucedería si es ubicado al este-noreste, siendo detectado el gas de los tanques de la ECO con un retardo evidente.

En el epígrafe 3.2.5 cuando se propuso la ubicación del sensor 6 para detectar las concentraciones provenientes de los tanques de la ECO (figura 3.12) se definió un área bastante extensa donde confluían las tres nubes y que incluye además esta nueva ubicación, por lo que atendiendo a que la distancia entre los tanques y el cuarto de control de la ECO es menor de 80 metros se considera que un solo sensor puede cumplir la doble función de identificar la fuente de fuga desde los tanques de la ECO y alertar del peligro en el cuarto de control.



Figura 3.13 Ubicación de los sensores de H₂S para garantizar alertas ante la existencia de altas concentraciones próximas al cuarto de control de la ECO

3.3.2. Laboratorio de ensayos y Oficina de los Tecnólogos

Como se pudo apreciar en la tabla 3.6, el laboratorio de ensayo y la oficina donde radican los tecnólogos comparten prácticamente las mismas fuentes de fuga y dirección del viento, lo que unido a su cercanía hace posible que sean tratados de conjunto.

Al analizar la figura 3.14 es posible percatarse de la necesidad de instalación de 3 sensores independientes para detectar concentraciones de H_2S provenientes de las cuatro fuentes de fuga posibles, ya que con un sensor único no es posible garantizar una alerta efectiva.

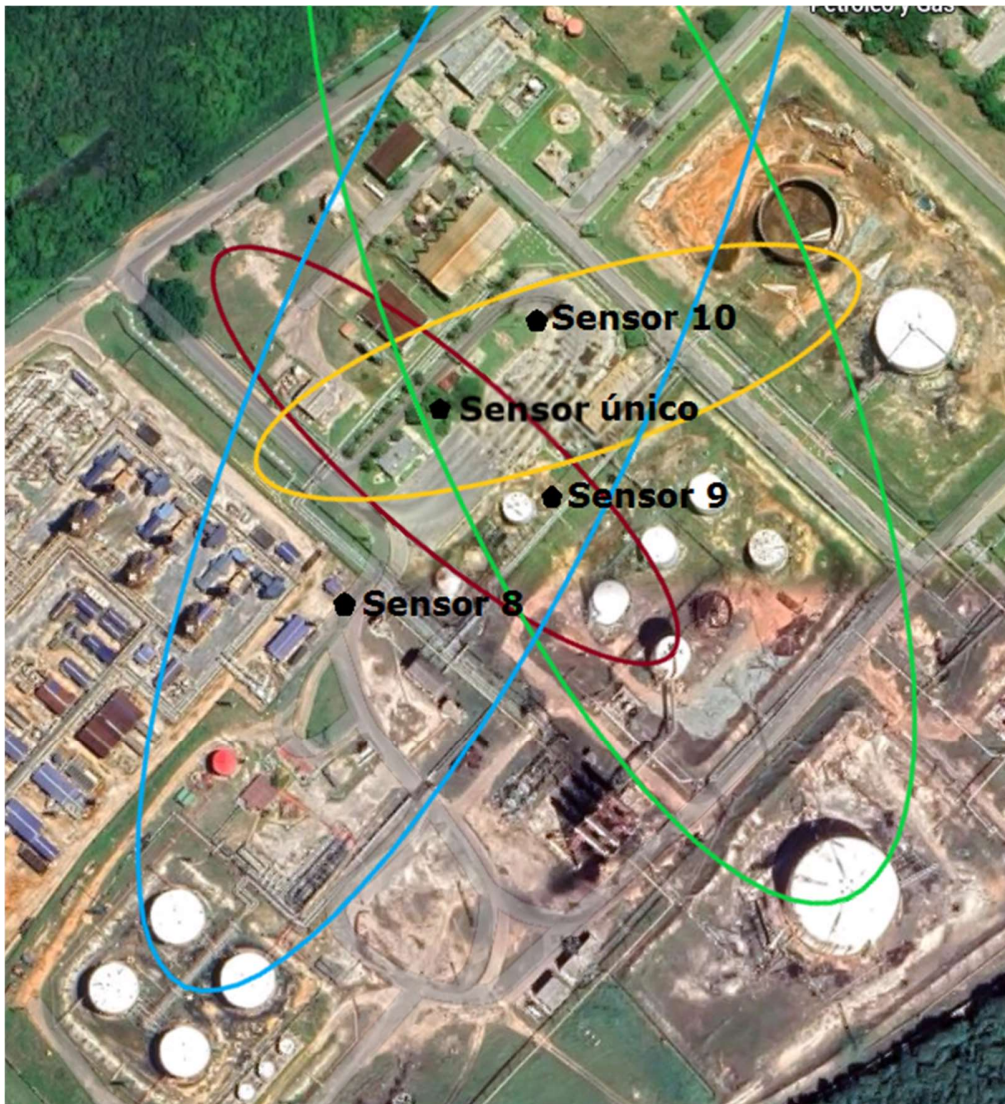


Figura 3.14 Ubicación de los sensores de H_2S para garantizar alertas ante la existencia de altas concentraciones próximas al laboratorio de ensayo y la oficina de los tecnólogos

3.3.3. Calderas

En la figura 3.15 es posible darse cuenta de la necesidad de instalación de 3 sensores independientes para detectar concentraciones de H_2S provenientes de las cuatro fuentes de fuga

posibles, ya que con un sensor único no es posible garantizar una alerta efectiva. Es importante señalar como, en este caso al igual que en el epígrafe anterior se utilizarán los sensores 8 y 9 (figura 3.14) para detectar concentraciones provenientes de los tanques de la ECO (sensor 8) y los tanques 6 y 14 (sensor 9).

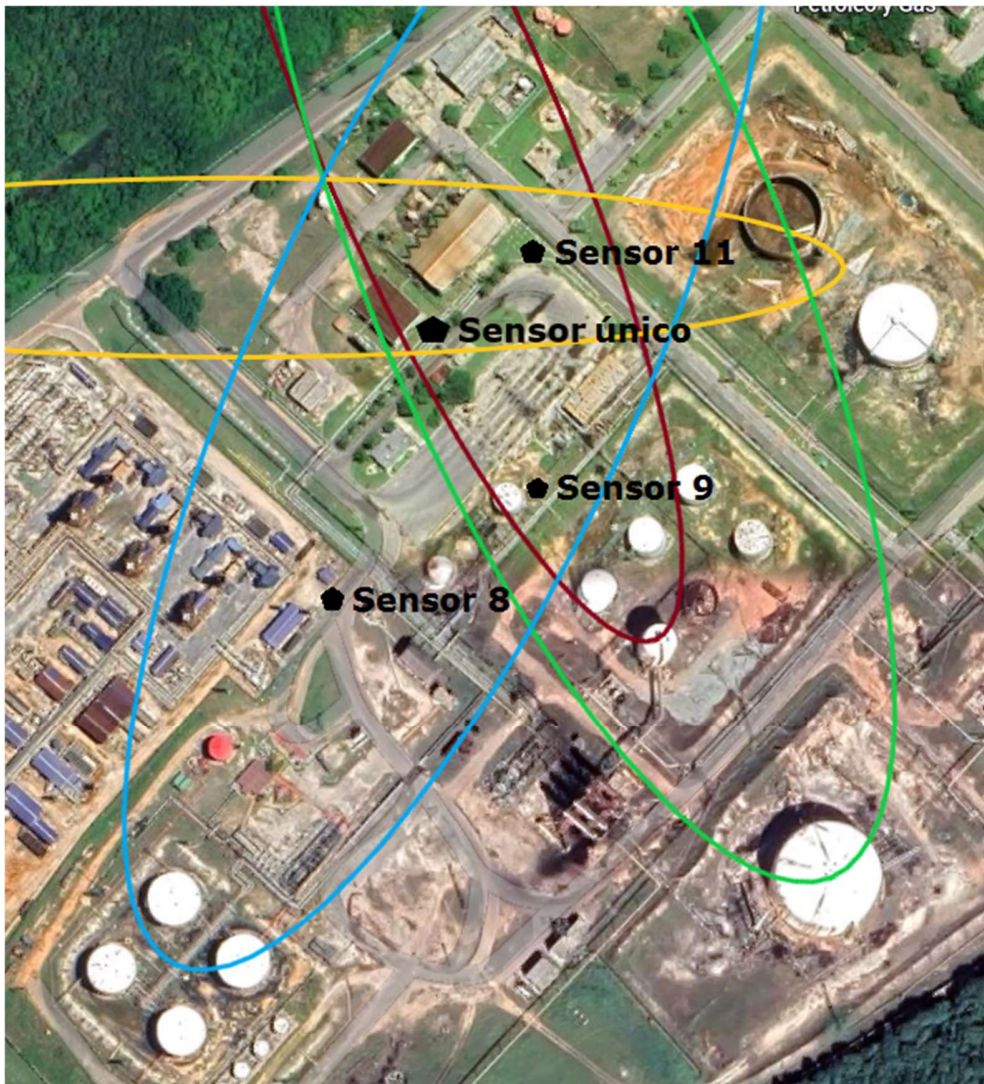


Figura 3.15 Ubicación de los sensores de H₂S para garantizar alertas ante la existencia de altas concentraciones próximas al área de calderas

3.3.4. Taller de Mantenimiento a Recolección

En la figura 3.16 es posible identificar el área donde confluyen las 4 nubes tóxicas provenientes de las fuentes analizadas y por tanto garantizar una alerta efectiva instalando un solo sensor en esta área.

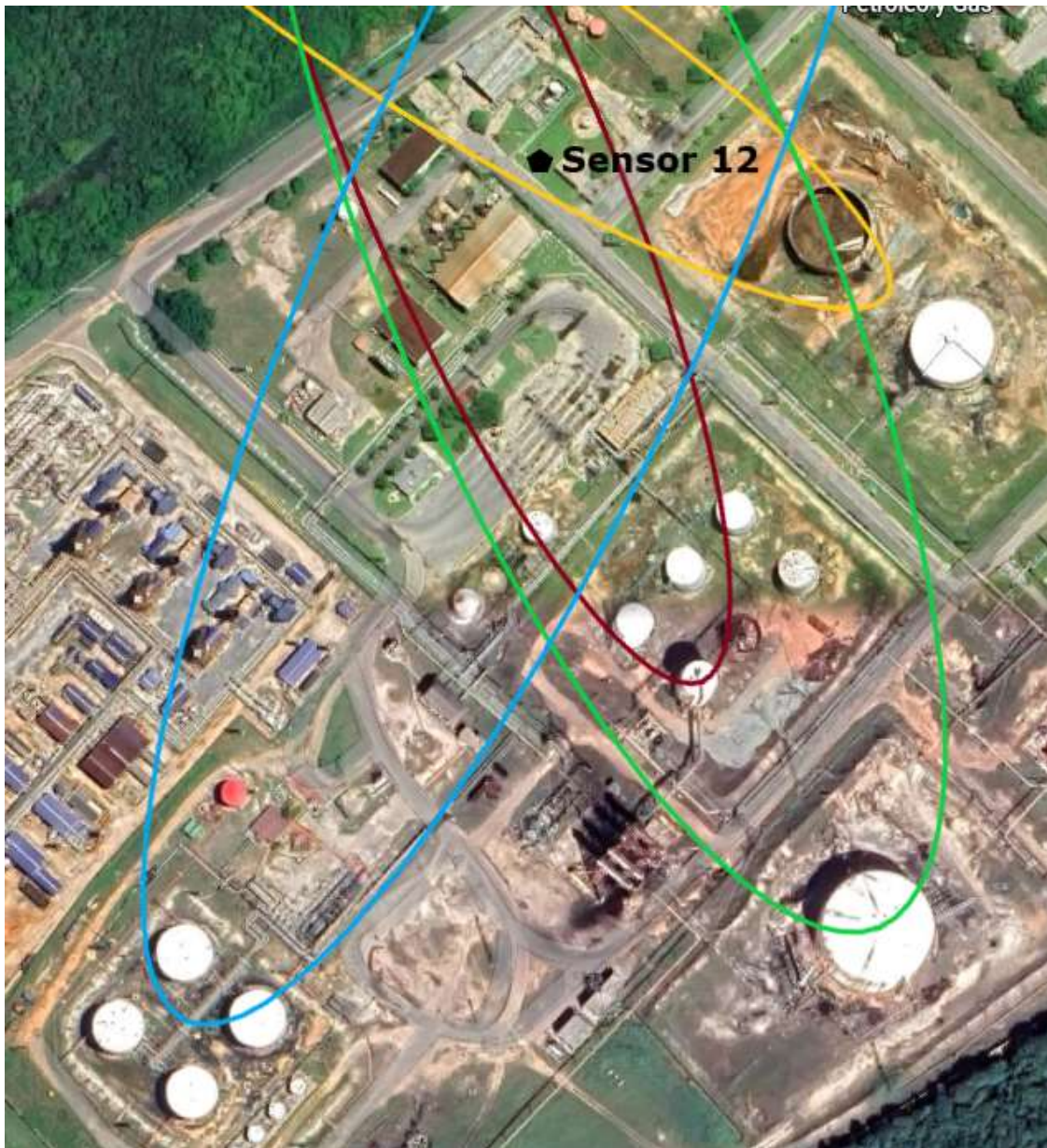


Figura 3.16 Ubicación de los sensores de H₂S para garantizar alertas ante la existencia de altas concentraciones próximas al Taller de Mantenimiento a Recolección

3.3.5. Taller de Extracción

Al analizar la figura 3.17 es posible percatarse de la existencia de un área donde confluyen las 5 nubes tóxicas provenientes de las fuentes analizadas y por tanto es posible garantizar una alerta efectiva instalando un solo sensor en esta área.

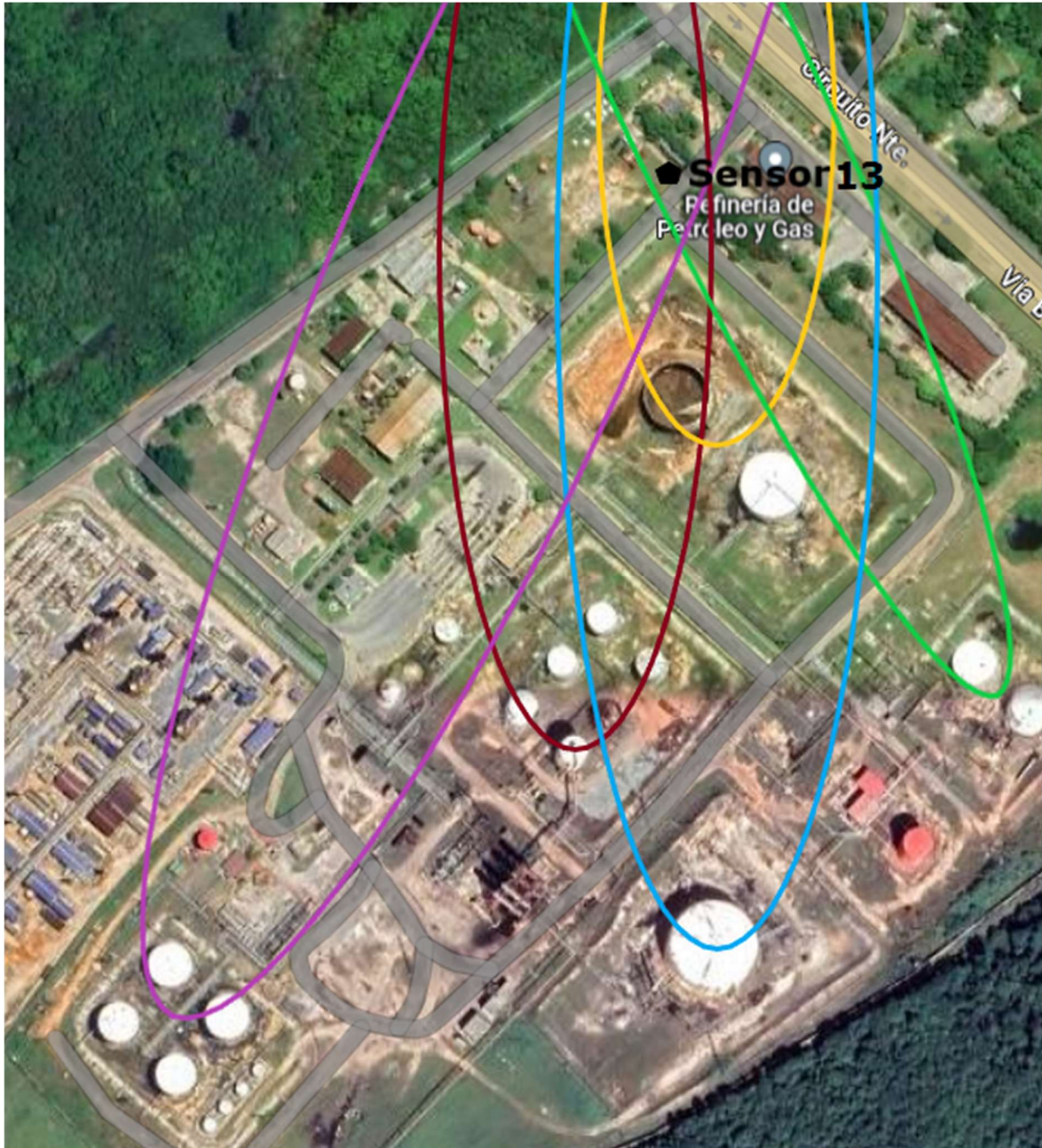


Figura 3.17 Ubicación de los sensores de H₂S para garantizar alertas ante la existencia de altas concentraciones próximas al Taller de Extracción

3.3.6. Edificio Administrativo

En la figura 3.18 es posible identificar el área donde confluyen las 4 nubes tóxicas provenientes de las fuentes analizadas y por tanto garantizar una alerta efectiva instalando un solo sensor en esta área.

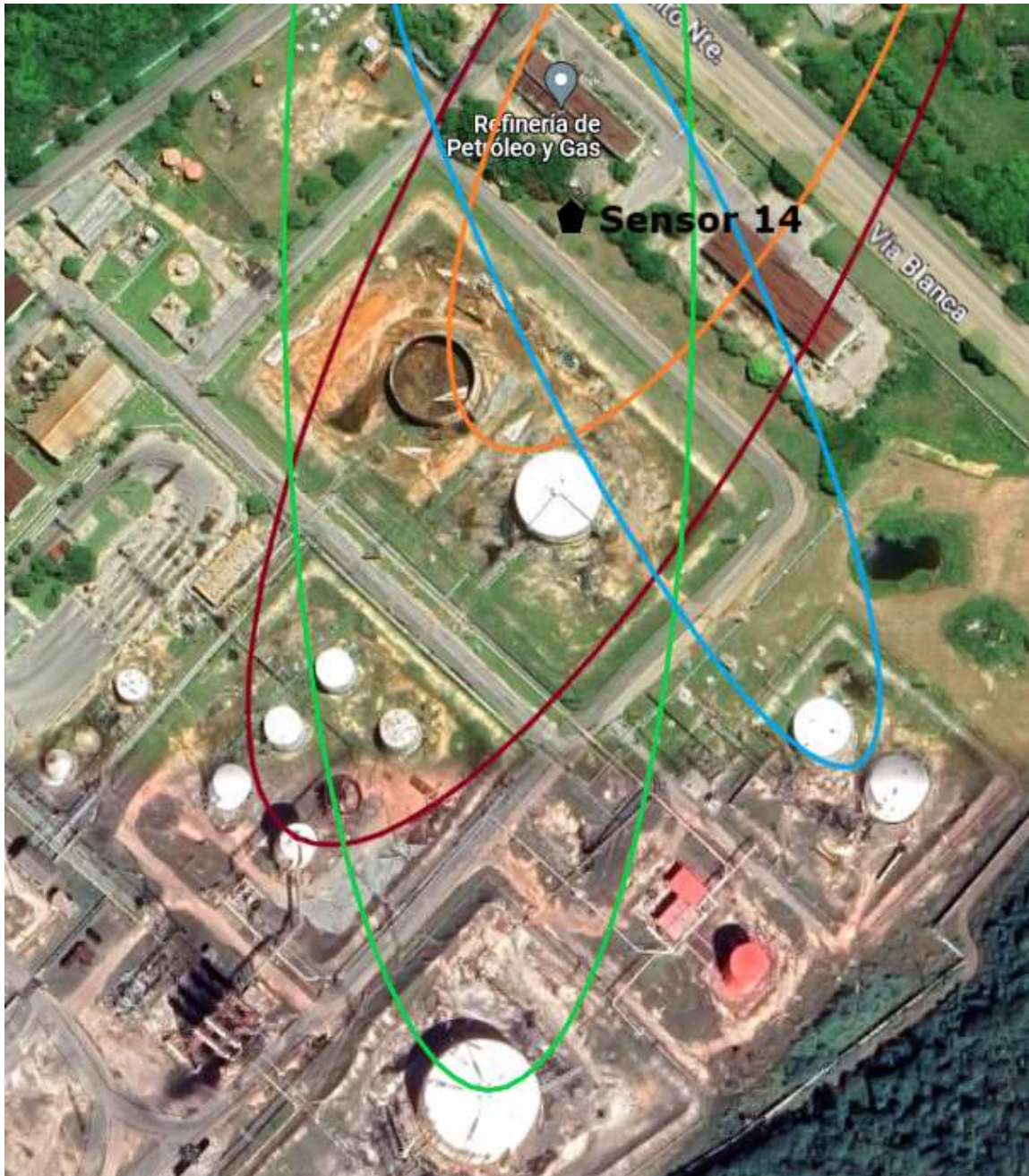


Figura 3.18 Ubicación de los sensores de H₂S para garantizar alertas ante la existencia de altas concentraciones próximas al edificio administrativo

3.3.7. Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción

Al analizar la figura 3.19 es posible percatarse como se hace necesario instalar dos sensores para garantizar una alerta efectiva, ya que la nube tóxica proveniente de los tanques 15 y 16 no coincide con las otras cuatro.

Si se retoma la figura 3.10 en el epígrafe 3.2.3 se puede observar que la ubicación del sensor 4, encargado detectar las concentraciones a la salida de los tanques 15 y 16 coincide plenamente con esta nueva ubicación, por lo que solo se debe instalar un sensor más en el área donde confluyen las otras 4 nubes tóxicas.

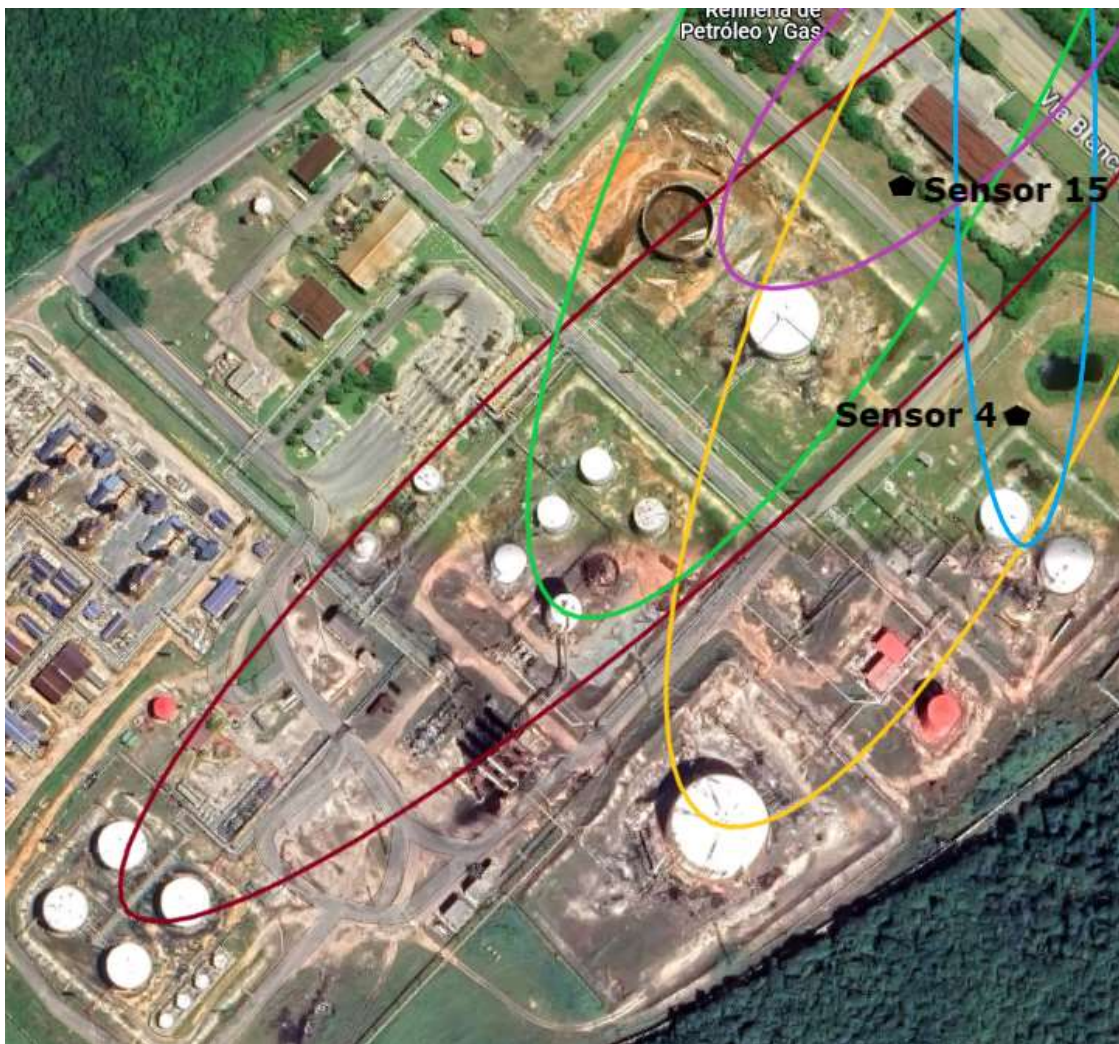


Figura 3.19 Ubicación de los sensores de H₂S para garantizar alertas ante la existencia de altas concentraciones próximas a la nave que ocupan los Talleres Eléctrico y de Mantenimiento a Extracción

Conclusiones derivadas del Análisis de los Resultados

1. Las cinco fuentes de fuga analizadas pueden provocar concentraciones de H₂S superiores a los valores permitidos en la NC 872/2011 en las afueras de los locales donde radica personal de forma permanente.
2. Los ocho locales con presencia de trabajadores de forma permanente están expuestos a concentraciones de H₂S superiores a los valores permitidos en la NC 872/2011.
3. Los tanques 7 y 8 pueden provocar concentraciones con peligro inminente para la vida en el edificio administrativo, el taller de extracción y la nave donde radican los talleres eléctrico y de mantenimiento a extracción.
4. El cuarto de control de la ECO por su cercanía con los tanques de almacenamiento para la venta se encuentra expuesto a concentraciones con peligro inminente para la vida.
5. Para identificar la posible fuente de fuga es necesario la instalación de al menos seis sensores de H₂S en las inmediaciones de estas.
6. Para garantizar una alerta oportuna ante la presencia de concentraciones peligrosas de H₂S es necesario la instalación de al menos nueve sensores en las proximidades de los locales a proteger.

CONCLUSIONES

1. El proceso tecnológico en los tanques de tratamiento y almacenamiento de crudo en la Planta de Procesamiento de Crudo incluye la liberación a la atmósfera del exceso de gas contenido para garantizar la integridad de los tanques.
2. El Software ALOHA permite evaluar las consecuencias de los escapes en tanques por lo que resulta adecuado para predecir el movimiento de una nube tóxica.
3. Los ocho locales con presencia de trabajadores de forma permanente están expuestos a concentraciones de H₂S superiores a los valores permitidos en la NC 872/2011 y en cuatro de ellos se pueden percibir concentraciones con peligro inminente para la vida.
4. La instalación de al menos 15 sensores de H₂S permitirá lograr el monitoreo continuo de las zonas de mayor riesgo, identificar la posible fuente de fuga y proporcionar la información necesaria para emitir alertas de evacuación y/o tomar medidas de contención oportunas.

RECOMENDACIONES

1. Capacitar al personal de Seguridad Industrial y a los trabajadores de la Planta de Procesamiento de Crudo sobre la base de los resultados obtenidos en la presente investigación.
2. Mantener los detectores de gases portátiles en buen estado técnico y exigir el uso de los mismos cumpliendo con los períodos de calibración establecidos.
3. Solicitar la inversión para instalar un Sistema de Detección de Gases fijo, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en esta investigación.

BIBLIOGRAFÍA

- ALOHA, Software. 2007.** *Manual de Usuario.* 2007.
- Arencibia, E. 2018.** *Evaluación de la capacidad de venteo de válvulas de presión y vacío y del índice global de riesgos MOND/ICI en un tanque de tratamiento de petróleo de 10 000 m³.* Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico. Universidad de Matanzas. 2018.
- Asamblea Nacional del Poder Popular. 2013.** Ley 116. Código del Trabajo. La Habana, Cuba : Gaceta Oficial, 17 de junio de 2013.
- Avilés, D., y Rivera, M.A. 2018.** *Dispersion of air pollutants by fixed sources of combustion.* España : s.n., 2018.
- Carrillo G., Guerrero P. 2013.** *Cálculo de propiedades del gas natural. Trabajo especial de grado en opción al título de Ingeniero Químico.* Maracaibo : s.n., 2013.
- Casal, J., Montiel, H. y Planas, E. y Vílchez, J. A. 2001.** *Análisis de Riesgo en Instalaciones Industriales.* Alfaomega S.A. . Bogotá, Colombia. : s.n., 2001.
- Castro, D., Orozco, J., y Curiel, L. 2013.** *Monografía. Evaluación de atmósferas peligrosas en la zona industrial de Matanzas ante posibles accidentes químicos.* Universidad de Matanzas. Matanzas : s.n., 2013.
- Cengel, Yunus A. y Ghajar, Afshin J. 2020.** *Transferencia de calor y masa, fundamentos y aplicaciones.* sexta. s.l. : Mc Graw Hill Interamericana de España, 2020. pág. 1040. ISBN-10 6071514614.
- CITGO. 2017.** *Ficha de datos de seguridad de nafta.* 2017.
- Draeger Safety Hispania, S.A. 2009.** *Introducción a los Sistemas de detección de Gases.* 2009.
- Dueñas, J. 2018.** *Evaluación del impacto económico, ambiental y humano de posibles accidentes provocados por incendio y explosión y su efecto continuado en la Base de Crudos de la Empresa Comercializadora de Combustibles de Matanzas.* Matanzas : s.n., 2018.
- ENFORM. 2016.** *H₂S Alive. Entrenamiento de Seguridad para Sulfuro de Hidrógeno.* Canadá : s.n., 2016.
- EPA. Environmental Protection Agency. 2016.** CLIMATE CHANGE INDICATORS. FOURTH EDITION, 2016.
- EPEPCRT. 2022.** *Reglamento Tecnológico de la Planta de Procesamiento de Crudos de la EPEP-C.* 2022.
- ESMAX. 2020.** *Hoja de datos de seguridad de petróleo.* 2020.
- GREENSPEACE. 2016.** *Gas natural. Briefing.* 2016.
- Guillén, E. 2020.** *Análisis de riesgos en el área de almacenamiento de gas licuado del petróleo en la UEB División Territorial de Comercialización de Combustibles Matanzas y su entorno. Tesis presentada en opción al título de Ingeniero Químico en la Universidad de Matanzas.* 2020.
- Hernández, María Caridad. 2017.** *Determinación y Evaluación de Riesgos en la Planta de Procesamiento de Crudo de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro.* Matanzas : s.n., 2017.
- J., Piedra J. y Valdivieso. 2013.** *Evaluación del riesgo de incendio y explosión en una línea de extrusión de polietileno expandido. Tesis de Maestría en Sistema*

Integrador de Gestión de la Calidad, Ambiente y Seguridad. Universidad Politécnica Salesiana. Ecuador : s.n., 2013.

KAF Plant Safety Operations Product Introduction. Ruelas, Alejandro Perez. 2014. 2014.

Ministerio de salud pública. 2014. Resolución 283. *Listado de enfermedades profesionales.* La Habana, La Habana, Cuba : s.n., junio de 2014.

Oficina Nacional de Normalización . 2014. NC 1020. *CALIDAD DEL AIRE — CONTAMINANTES — CONCENTRACIONES MÁXIMAS ADMISIBLES Y VALORES GUÍAS EN ZONA SHABITABLES.* Habana : s.n., 2014.

Oficina nacional de Normalización. 2011. NC 872. *SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO — SUSTANCIAS NOCIVAS EN EL AIRE DE LA ZONA DE TRABAJO — EVALUACION DE LA EXPOSICION LABORAL — REQUISITOS GENERALES.* Habana : s.n., 2011.

Oilfield, Review. 2015. *Yacimientos de petróleo pesado.* 2015.

Rodríguez, D., Quintero, A., González, Y., Cuesta O., y Sánchez, A. 2014. Variación de la estabilidad y altura de la capa de mezcla en la ciudad de Pinar del Río: su relación con condiciones sinópticas. *Revista Brasileira de Meteorología.* 2014.

Ruano, R. 2013. *Ingeniería Energética General.* 2013.

Safety Product Training Fire & Gas Systems. Ruelas, Alejandro Perez. 2014. 2014.

Salager, Shirley Marfisi y Jean Luois. mayo 2004. *Deshidratación de Crudo - Principios y Tecnología.* Merida : s.n., mayo 2004.

Schlumberger. 2015. *Heavy Oil Exploitation and Fluid Characterization.* 2015.

U. S. Oil and Refining Co. 2009. *Material Safety. Data Sheet.* 2009.

Valentín, Caridad Hector. 2008. *Propuesta de un Procedimiento para la Gestión Ambiental en la EPEP - Centro.* Matanzas : s.n., 2008.

ANEXOS

Anexo 1. Composición cromatográfica del Gas Natural del Petróleo de la SES actualizada para el mes de febrero de 2023 según *ENERGAS*.

Componentes	Fracción porcentual
Metano	41.482
Etano	6.96
Propano	8.98
Isobutano	3.13
Butano	4.94
Sulfuro de Hidrógeno	12.491
Dióxido de Carbono	14.521
Nitrógeno	0.277
Isopentano	3.017
Pentano	1.503
Hexano	1.728
Heptano	0.741
Octano	0.207
Otros	0.023
Total	100

Anexo 2: Comportamiento de las variables climatológicas para la zona objeto de estudio en una década.

Tabla 2a: Comportamiento de los valores medio de la nubosidad para el periodo estudiado

AÑO/MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	5	4	4	3	3	4	5	4	5	5	4	3
2001	4	4	4	3	3	5	4	4	3	5	4	4
2002	4	3	4	4	3	4	5	5	5	4	4	5
2003	4	5	4	3	4	5	5	4	5	3	5	4
2004	3	5	5	4	5	5	5	5	4	3	5	4
2005	5	4	5	3	4	5	4	5	4	5	5	4
2006	5	4	4	3	4	5	5	5	4	4	5	3
2007	4	5	4	3	5	3	5	4	5	4	4	5
2008	3	3	4	4	5	4	4	3	4	4	4	4
2009	4	4	3	4	5	5	5	5	5	5	5	4
Media	4	4	4	3	4	5	5	5	5	4	5	4
coef.variac	17.9967	17.9967	13.845	15.1882	21.356	15.7135	10.2776	15.891	15.891	18.7812	11.7121	16.6667
desv.estand	0.7378	0.7378	0.5676	0.5163	0.8755	0.7071	0.483	0.6992	0.6992	0.7888	0.527	0.6666

Anexo 2: Continuación

Tabla 2b: Comportamiento de los valores medio de la temperatura máxima para el periodo estudiado.

AÑO/MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	26	25.7	28	29.6	30.5	30.4	31.3	31.2	30.7	29.2	27.2	26.4
2001	27	26.8	27.5	28.7	30.9	29.7	31.9	30.9	31.6	29	26.5	26.6
2002	26.5	25.7	28	29.9	29.7	30.7	30.8	31.9	30.8	28.5	27.2	26.5
2003	25.4	25.9	28.4	30.3	30.5	30.8	31.9	31.8	29.5	28.8	27.6	27.4
2004	25.5	26.5	28.2	29.3	31.8	29.5	31.5	30.9	30.7	29.5	27.9	27.3
2005	26.7	25.8	28.8	30.9	30.8	31.8	30.9	31.8	31.7	30.5	26.6	25.8
2006	25	27	28.4	28.9	30.9	31.5	31.8	30.9	29.9	30.6	27.5	26.9
2007	26.6	24.5	28	29.2	31.6	29.9	31.6	30.9	30.9	29.8	28.8	27
2008	25.9	25.9	28.1	29.8	30.9	30.5	30.9	30.8	31.9	29.5	26	26.5
2009	26.9	25.4	28.6	30.5	31.8	30.6	31.7	31.9	30.5	30	27.9	25
Media	26.15	25.92	28.2	29.71	30.94	30.54	31.43	31.3	30.82	29.54	27.32	26.54
coef.variac	2.6448	2.7808	1.3056	2.3929	2.1177	2.3972	1.3668	1.5506	2.4842	2.3572	2.9726	2.6949
desv.estand	0.6916	0.7208	0.3681	0.7109	0.6552	0.7321	0.4295	0.4853	0.7656	0.6963	0.8121	0.7152

Anexo 2: Continuación

Tabla 2c: Comportamiento de los valores medio de la humedad relativa para el periodo estudiado.

AÑO/MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
2000	78	75	74	73	78	83	81	82	84	84	81	79
2001	79	74	74	74	77	84	79	83	83	84	82	78
2002	78	76	74	72	78	83	80	81	83	83	81	80
2003	79	74	75	74	79	82	83	83	84	84	82	79
2004	77	75	73	73	77	82	81	83	85	85	81	78
2005	78	75	74	73	78	84	82	82	83	83	83	80
2006	78	76	75	72	79	83	81	81	84	83	80	80
2007	78	75	73	74	79	83	82	82	84	85	79	78
2008	76	74	73	72	78	82	81	81	85	85	80	79
2009	79	76	75	73	77	84	80	82	85	84	81	79
Media	78	75	74	73	78	83	81	82	84	84	81	79
coef.variac	1.2087	1.0886	1.1033	1.1184	1.0467	0.9837	1.4255	0.9957	0.972	0.972	1.4255	1.0335
desv.estand	0.9448	0.8164	0.8164	0.8164	0.8164	0.8164	1.1547	0.8164	0.8164	0.8164	1.1547	0.8164

Anexo 2: Continuación

Tabla 2d: Comportamiento de los valores medio de la velocidad y frecuencia de ocurrencia de los vientos para el periodo estudiado.

Rumbos	Frecuencia (%)	Velocidad media (m/s)
N	6.7	3,47
NNE	5.8	4,08
NE	9.4	4,17
ENE	9.1	4,69
E	15.7	4,28
ESE	4	3,97
SE	1.5	3,53
SSE	1.5	3,03
S	3.5	2,94
SSW	3	2,78
SW	1.8	2,42
WSW	2.1	2,33
WSW	0.7	2,75
WNW	0.7	3,33
NW	0.4	3,47
NNW	1.1	3,72
Calma	33	≤ 1