



Tabla de Contenido

1.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.	2
2.-DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LA INSTALACION.	70
3.-SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS Y SEGURIDAD EN MATERIA AMBIENTAL.	139
4.-RESUMEN.	197
5.-FORMATOS DE PRESENTACION.	207
Índice de Tablas	208
Índice de Figuras	212

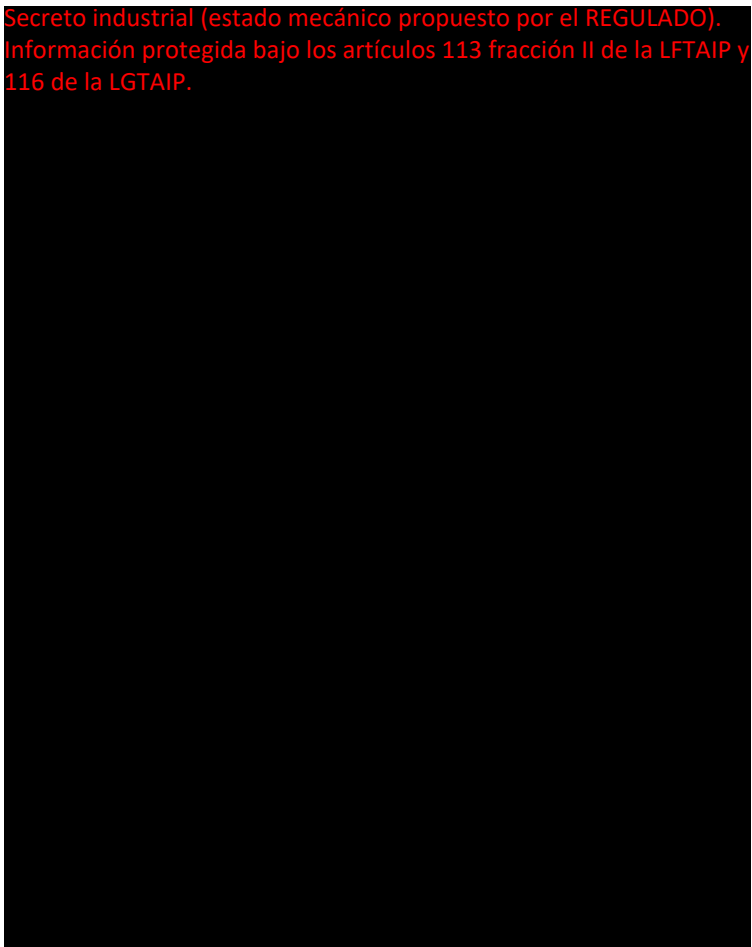


1.- DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.

1.1.-Bases de Diseño

El objetivo de la perforación del pozo Mareógrafo 200DES es incorporar su producción drenando las reservas que se encuentran en el yacimiento Paleoceno Midway-18, transportarlo por su línea de descarga (LDD) y aumentar la producción de gas natural seco del Área Contractual Mareógrafo, ubicada en el municipio de China, Nuevo León. El pozo presenta una ingeniería conceptual en su programa de perforación marcada como tipo "S", Figura 1.1.1.

Secreto industrial (estado mecánico propuesto por el REGULADO).
Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y
116 de la LGTAIP.



La LDD tendrá una longitud de 622.71 metros lineales, en los cuales no es necesario realizar obras de limpieza y establecer un nuevo derecho de vía, ya que se unirá al resto de las líneas de descarga y será alojada dentro de derechos de vía existentes, ver figura 1.2.

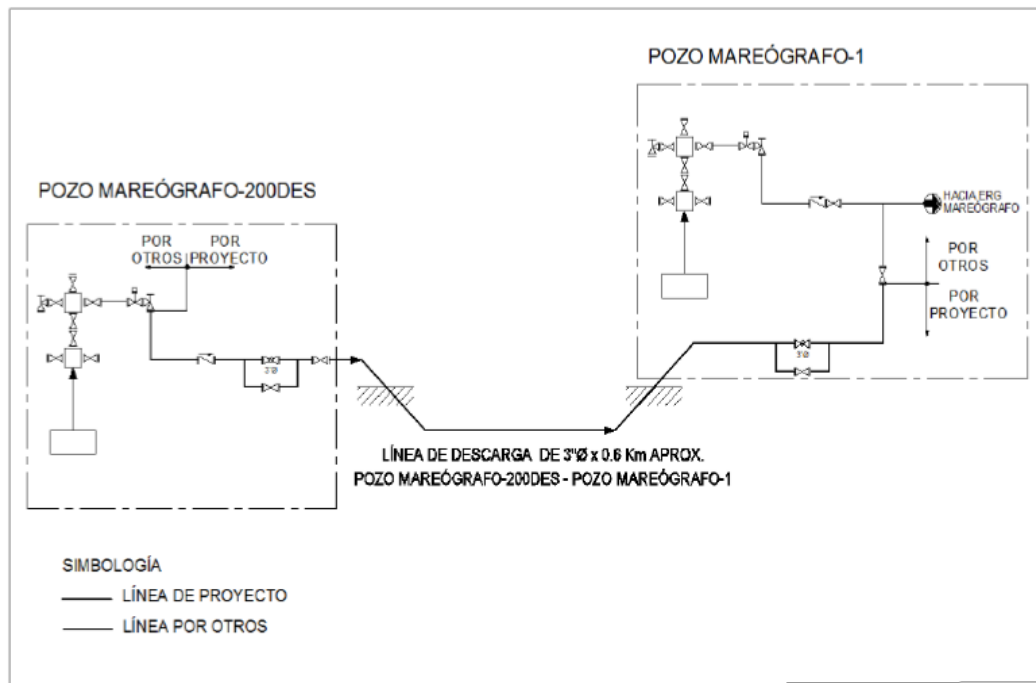


Figura 1.1.2 Diseño del pozo Mareógrafo 200DES y su LDD.

Dadas las características topográficas de la zona de ubicación del proyecto de perforación del pozo Mareógrafo 200DES y su LDD, no manifiesta susceptibilidad a derrumbes, inundaciones o hundimientos, ni tampoco se localiza en una zona sísmica, no se consideran características de diseño especiales; asimismo, no tiene intervención con zonas influenciadas por asentamientos humanos o áreas naturales protegidas.

Ver el Capítulo II de la Manifestación de Impacto Ambiental, modalidad Particular (MIA-P), específicamente en sus apartados II.1.2 y II.1.3 para tener información detallada

con la cual se llegó a las conclusiones mencionadas en el párrafo anterior sobre la selección del sitio para el desarrollo de la infraestructura de los trabajos.

Asimismo, en las Tablas II.3 y II.4 de la MIA-P se detallan los vértices del proyecto con coordenadas UTM WGS 1984 Zona 14 N.

Para la elaboración de los planos de localización general se procedió a realizar un recorrido de reconocimiento del trazo propuesto para la LDD y de las áreas adyacentes al proyecto.

De acuerdo con los datos obtenidos del recorrido de campo, se realizó el trazo preliminar sobre cartas topográficas del INEGI, el cual es presentado continuación.

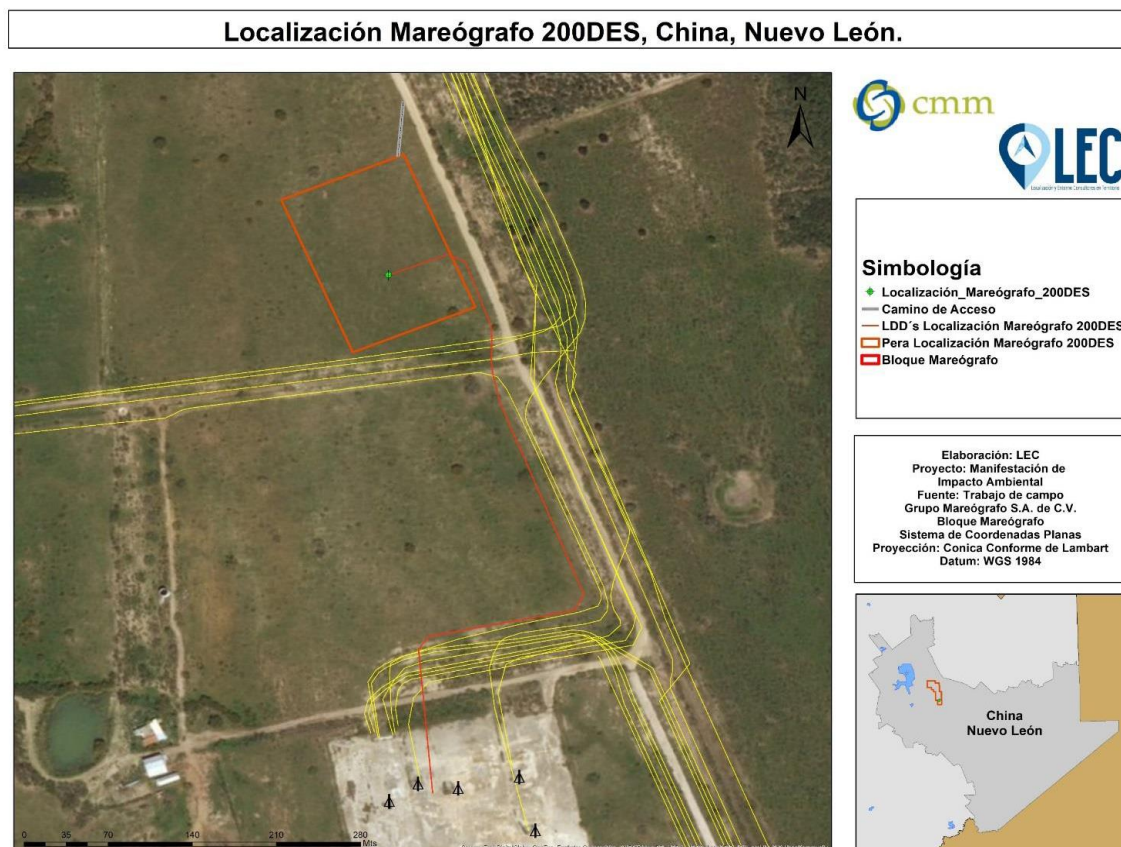


Figura 1.1.3 Ubicación del Proyecto



La localización del equipo de perforación y la trayectoria final de la LDD, es definida por el especialista de Proceso, apoyado por los especialistas en Tuberías y Obra Civil de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. La trayectoria de la LDD se efectúa de acuerdo con: *Reglamento ACI 318-02, Manuales de Diseño de Obras Civiles "Diseño por Viento" y "Diseño por Sismo"* de la CFE 2008 y el *Manual de Construcción en Acero* del AISC.

Ingeniería de básica y de detalle del proyecto.

Perforación.

Para esta etapa, Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. presentó documentación probatoria que demuestra la realización previa del programa de perforación y el programa de terminación de pozo en el cual se presentan las arquitecturas de ingeniería y diseño de las operaciones que se involucran en estas etapas y con lo cual se garantiza la correcta ejecución de los trabajos programados a título de este estudio, ver **Anexo 1**.

En lo que respecta al equipo de perforación y el diseño de los equipos dinámicos y estáticos que lo integran, fueron diseñados de acuerdo a lo recomendado por instituciones como ASME, ANSI, NACE cumpliendo todas las certificaciones necesarias; sin embargo es importante mencionar que al tratarse de un equipo móvil de perforación, no cuenta con requerimientos especiales de diseño referidos a ciertas características especiales de sitio o susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

Construcción de la LDD

Los ductos terrestres o líneas de descarga fueron diseñados de acuerdo con la Normativa nacional e internacional de Referencia. En particular, siguiendo las indicaciones de la ASME / ANSI B31.8 – 2003, Capítulo IV, Párrafo 840.2b.1, y la NOM-007-SECRE-2010 Capítulo 7, Párrafo A, la localización de las líneas de descarga



corresponde a la Clase 1, por lo que se tomarán como base los siguientes criterios de diseño como mínimo sin ser limitativos:

- Conexiones soldables
- Soldaduras
- Prueba hidrostática
- Espesor de pared
- Especificación de la tubería de la LDD
- Protección Catódica
- Control de Corrosión
- Sistemas de seguridad
- Proyecto civil
- Proyecto mecánico
- Diseño por Sismo
- Límites de Esfuerzos
- Materiales

Para la elaboración de la ingeniería de detalle de la LDD Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., presentó los documentos probatorios de su elaboración, así como la planimetría que incluye: localización general trazo y perfil, trazo general y cruzamientos con arroyos, ríos y/o vías de comunicación, válvulas de seguridad, así como la adecuación de planos normalizados para líneas de conducción como son: de anclajes, de tuberías, señalamientos, cercados, entre otros.



El plano de anclajes para tuberías consta de un diagrama esquemático en planta y en alzado, tanto de la trampa de envío como la de recibo, indicando la dirección del flujo, y se indica con literales tanto en isométrico como en planta y en alzado, las dimensiones de los muertos de anclaje.

Estas literales se muestran en forma tabular de acuerdo con el diámetro de la línea de conducción, las dimensiones y la localización de los muertos de anclaje y serán de acuerdo con lo indicado en los planos normalizados y de acuerdo con la NOM-007-SECRE-2015, transporte de gas natural.

Esta ingeniería puede ser revisada a detalle en los documentos **BD-A-01 Ingeniería básica y de detalle para la construcción de la línea de descarga, camino y macropera del pozo Mareógrafo 200DES** y **BU-A-001 Bases de usuario para la construcción de la línea de descarga, camino y pera del pozo Mareógrafo 200DES** desarrollados por la empresa Ultra Ingeniería, ver **Anexo 1** de este Estudio de Riesgo Ambiental.

Relación de Normas, Códigos Y Especificaciones usados en la ingeniería del proyecto.

Las especificaciones normativas más importantes con las cuales se desarrollaron las bases de ingeniería y bases de usuarios son las siguientes:

- **Normas Oficiales Mexicanas (Última Edición).**

DOF: 31/03/2017	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el transporte terrestre por medio de ductos de petróleo, petrolíferos y petroquímicos.
NOM-003-ASEA-2016	Distribución de gas natural y gas licuado de petróleo por ductos.
NOM-009-ASEA-2017	Administración de la integridad de ductos de recolección, transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.
NOM-001-SEDE-2005	Instalaciones Eléctricas (Utilización).
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.



NOM-117-SEMARNAT-2006	Especificaciones de protección ambiental para la instalación y mantenimiento mayor de los sistemas para el transporte y distribución de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso, que se realicen en derechos de vía terrestres existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y ejidales.
NMX-B-482-CANACERO-2016 LGEEPA	Industria Siderúrgica-Capacitación-Calificación y Certificación de personal en ensayos no destructivos. Ley general de equilibrio ecológico y protección al ambiente.
NOM-007-SECRE-2015	Manual de Construcción en Acero del Instituto Mexicano de Construcción en Acero. Transporte de gas natural, etano, biogás y gas asociado al carbón mineral por medio de ductos.
C.F.E. 1993	Manual de diseño de obras civiles. Diseño por Viento y Diseño por Sismo
N•CTR•CAR•1•01•001	Desmonte.
N•CTR•CAR•1•01•002	Despalme.
N•CTR•CAR•1•01•003	Cortes.
N•CTR•CAR•1•01•009	Terraplenes.
N•CTR•CAR•1•01•013	Acarreos.
N•CTR•CAR•1•01•010	Terraplenes reforzados.
N•CTR•CAR•1•01•008	Bancos.
N•CTR•CAR•1•04•001	Revestimientos estabilizados y no estabilizados.
N•CTR•CAR•1•04•002	Sub-bases y bases.
N•CMT•4•002	Construcción de sub bases o bases hidráulicas.
N•CSV•CAR•4•02•004	Construcción de sub bases o bases hidráulicas.
N•CTR•CAR•1•02•003	Concreto hidráulico.
N•CTR•CAR•1•03•008	Vados.

• **Normas extranjeras (serán utilizadas únicamente como referencia).**

ISO-3183	Petroleum and natural gas industries — Steel pipe for pipeline transportation systems
API RP 5LX	Specification for High-Test Line Pipe
API RP 500	Classification of Locations for Electrical Installations of Petroleum Facilities
API RP 520	Sizing, Selection and Installation of Pressure Relieving Devices in Refineries. Part I Sizing & Selection (7th, 2000). Part II Installation (5th, 2003).
API RP 521	Guide for Pressure-Relieving and Depressuring Systems (5th, 2006).
API Std 526	Flanged Steel Safety Relief Valves (5th, 2002).
API Std 527	Seat Tightness of Pressure Relief Valves (3rd, 1991).
API SPEC 5L	Specification for Line Pipe.
API SPEC 6FA	Specification for Fire Test for Valves.
API SPEC 6FD	Specification for Fire Test for Check Valves.
API SPEC 6D	Specification for Steel Gate, Plug, Ball and Check Valve for Pipeline Services.



API RP 550	Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems
API RP 1110	Pressure Testing of Liquid Petroleum Pipelines.
API STD 1104	Standard for Welding of Pipeline and Related Facilities.
ACI 318.02	Building Code Requirements for Structural Concrete.
ASME	American Society of Mechanical Engineers. Section VIII Pressure Vessels Division 1 UG-35.2 Section II Material Specifications 31-4 Chapter VII Operation and Maintenance Procedures
ASME B 31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
ASME B 31.3	Process Piping.
ASME B 31.4	Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and others Liquids
ANSI / ASME B 16.5	Pipe Flanges and Flanged Fittings.
ASME B 16.9	Factory-Made Wrought Steel Butt welding Fittings.
ASME B 16.11	Forged Fittings, Socket-Welding, and Threaded.
ASME B 16.20	Metallic Gasket for Pipe Flanges – Ring Joint, Spiral Wound and Jacketed.
ASME B 16.21	Nonmetallic Flat Gaskets for Pipe Flanges.
ASME B 16.34	Valves Flanged, Threaded, and Welding End.
ASTM A 106	Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High Temperatures Service.
ASTM A 194	Standard Specification for Carbon and Alloy Steel Nuts for Bolts for High Pressure and High Temperature Service.
AISC	American Institute of Steel Construction.
AWS	American Welding Society.
NEC	National Electrical Code
ISA S5.1	Instrumentation Symbols and Identification
ISA S20	Specifications Forms for Process Measurements and Control Instruments, Primary Elements and Control Valves
ISA S75.06	Control Valve Manifold Designs
ISO 9000	Norma Internacional de Aseguramiento de Calidad
ISAIEEE STD 518	Guide for the installation of Electrical Noise Inputs to Controllers from External Sources
MSS-SP-44	Bridas MSS de acero para Tubería de línea
MSS-SP-75	Specification for High Test Wrought Butt Welding Fittings
NFPA	National Fire Protection Association.
UL	Underwrites Laboratories.

1.1.1-Proyecto civil.

Esta actividad está presente desde el inicio de la obra hasta su culminación siendo muy importante su función principal brindar soporte y seguridad adecuada al equipo durante la operación de perforación y terminación de pozo, así como asegurar la calidad de construcción adecuada del sistema de transporte de hidrocarburos a través de la LDD.



Toda la información referente a las superficies de la obra y sus diferentes volúmenes por etapa y tipo de servicio están desarrollados a detalle en el Capítulo II de la MIA-P.

La obra civil requerida para la preparación del terreno es la siguiente:

- Levantamientos topográficos del derecho de vía donde se alojarán las tuberías de las áreas de interconexiones.
- Trazo y levantamiento de detalles.
- Nivelación de perfil.
- Conformación del derecho de vía.
- Limpieza y desmonte.
- Excavaciones.

El diseño de la obra civil se efectúa de acuerdo con los siguientes reglamentos y normas: Reglamento ACI 318, *Manuales de diseño de obras civiles "Diseño por Viento" 2008 y "Diseño por Sismo" 2015* de la CFE, el *Manual de Construcción en Acero* del AISC Edición 15, *Manual de Construcción de Acero* IMCA Edición 5 y para soldadura el *Código AWS*.

La información básica como son: estudio de mecánica de suelos, ubicación de las válvulas de envío y recibo de diablos, levantamiento topográfico de la línea regular del gasoducto y planos tipo son definidos entre las compañías Ultra ingeniería y Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.

Esta ingeniería puede ser revisada a detalle en los documentos **BD-A-01** *Ingeniería básica y de detalle para la construcción de la línea de descarga, camino y macropera del pozo Mareógrafo 200DES* y **BU-A-001** *Bases de usuario para la construcción de la línea de descarga, camino y pera del pozo Mareógrafo 200DES* desarrollados por la empresa Ultra Ingeniería ver, **Anexo 1** de este estudio de Estudio de Riesgo Ambiental.

1.1.2-Proyecto mecánico.



Todo el equipo mecánico se diseña para conservar su integridad estructural, capacidad funcional bajo las condiciones de servicio especificadas y para mantener el comportamiento requerido en el presente criterio.

Toda la información referente diseño mecánico de la obra y sus diferentes equipos involucrados por etapa y tipo de servicio están desarrollados a detalle en el Capítulo II de la MIA-P.

Los efectos de las siguientes cargas se han considerado:

- Presión de operación.
- Cargas vivas y muertas (incluyendo pesos máximos de operación producidos por el equipo).
- Cargas superpuestas causadas por otros componentes como: conexiones de tubería, movimiento y anclas soportes de todas clases, etc.
- Aceleraciones sísmicas.
- Cargas dinámicas o efectos de golpe de ariete.
- Efectos térmicos.
- Carga de viento.

Esta ingeniería puede ser revisada a detalle en los documentos **BD-A-01** *Ingeniería básica y de detalle para la construcción de la línea de descarga, camino y macropera del pozo Mareógrafo 200DES* y **BU-A-001** *Bases de usuario para la construcción de la línea de descarga, camino y pera del pozo Mareógrafo 200DES*, desarrollados por la empresa Ultra Ingeniería, ver **Anexo 1** de este Estudio de Riesgo Ambiental.



1.1.3-Proyecto de sistema contra incendio.

Por su naturaleza del proceso el proyecto no cuenta con el diseño de un sistema contra incendio basado en el ataque de sistemas dinámicos y chorros de agua o polvos químicos de manera automatizada o manual.

Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. para minimizar ese riesgo diseño personal para la perforación del pozo Mareógrafo 200DES y el tendido de LDD, el cual contara con capacitación, equipo de protección personal básico, sistemas de seguridad de control de pozo y equipos de seguridad, para el control de incendios y otras eventualidades, con lo cual todos los requerimientos deberán cumplir con las especificaciones de la Normas Oficiales Mexicanas.

El equipo de perforación en operación cuenta con los siguientes dispositivos para prevenir y controlar cualquier incendio:

Lámparas a prueba de explosión.

Toda lámpara fija en la instalación debe ser equipada con reflectores o pantallas y situadas de modo que disminuya el reflejo o la obstrucción para la vista, además deben protegerse con jaula de alambres fuertes y firmemente sujetos para evitar que las lámparas o sus bombillas a prueba de vapor sean golpeadas y estas se quiebren, además deben ser selladas.

Cumpliendo con la norma NOM-001-SEDE-2012 y respetando los lineamientos indicados para la clase I, división I y II, todas las instalaciones eléctricas que estén en un radio de 15 m del centro del pozo, además de contar estas instalaciones eléctricas con conexión a tierra.



Detectores de gases, vapores, y alarmas visuales y sonoras.

Detector portátil tipo electrónico para CH₄ y H₂S con rango de 0 -100 % LEL y 0 - 999 ppm alarma audiovisual, diseñada a prueba de explosión, que proporcionan 80 destellos/por minuto, en tres colores:

- Verde: equipo operando en condiciones normales
- Ámbar: se activa a partir de 10 ppm de concentración de H₂S.
- Azul: se activa a partir de 10 % LEL (nivel bajo de explosividad).

Alarma audible diseñada a prueba de explosión, de 120 voltios, con una frecuencia de 60 Hertz, y 104 Db. Con unidad comando de selección de tonos.

Monitor controlador electrónico a prueba de explosión fijo, para 12 canales de medición, (CH₄ y H₂S).

Equipo portátil contra incendio.

- Extintores tipo carretilla de polvo químico seco (PQS) de 150 lb. (ANSUL Purpura K, de capsula)
- Extintores portátiles de polvo químico de 30 lb. (ANSUL Purpura K, de capsula)
- Extintores portátiles de polvo químico de 20 lb. (ANSUL Foray, de capsula)
- Extintores portátiles de CO₂ * de 30 lb.
- Extintores portátiles de PQS * de 20 lb (Presión Contenida).

Plan de respuesta a emergencia (PRE) y programa de prevención de accidentes (PPA).

Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. cuenta con los siguientes documentos, como parte del Sistema de Administración de Seguridad exigido por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), Tabla 1.1.3.

PREPARACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XIII-P01	Preparación y Respuesta a Emergencias.	Procedimiento
SA-CMM-XIII-P02	Plan de Respuesta a Emergencia.	Procedimiento
SA-CMM-XIII-P02-A01	Instructivo de Primeros Auxilios.	Anexo
SA-CMM-XIII-P02-F01	Programa Anual de Simulacros.	Formato
SA-CMM-XIII-P02-F02	Difusión del Simulacro.	Formato
SA-CMM-XIII-P02-F03	Evaluación del Simulacro.	Formato
SA-CMM-XIII-P02-F04	Resguardo de Instalaciones por Emergencias.	Formato
SA-CMM-XIII-P03	Programación, Planeación, Ejecución, Evaluación y Control de Simulacros de los Planes de Respuesta a Emergencia.	Procedimiento
SA-CMM-XIII-P03-A01	Escenarios de Riesgo.	Anexo
SA-CMM-XIII-P03-A02	Niveles de Emergencia.	Anexo
SA-CMM-XIII-P03-F01	Equipos, Materiales y Sistemas para la Atención de la Emergencia.	Formato
SA-CMM-XIII-P03-F02	Lineamientos para la Evaluación de Objetivos del Plan de Respuesta a Emergencia.	Formato
SA-CMM-XIII-P03-F03	Lista de Verificación de Evacuados.	Formato
SA-CMM-XIII-P03-F04	Conformación de Brigadas.	Formato
SA-CMM-XIII-P04	Mecanismo para la Planeación y Organización del Plan de Respuesta a Emergencias.	Procedimiento

Tabla 1.1.3 Procedimientos y documentos relevantes dentro del plan de respuesta a emergencia del Área Contractual Mareógrafo.

El Programa de Prevención de Accidentes se encuentra en desarrollo.

1.2.-Descripción detallada del proceso.

El proyecto de Perforación de Pozo Mareógrafo 200DES y el tendido de LDD se encuentra descrito en el Plan de Evaluación y el Plan de Desarrollo del Área Contractual

Mareógrafo aprobado por Comisión Nacional de Hidrocarburos el cual es relativo al contrato CNH-R01-L03-A12/2015.

En la Figura 1.2.1 se muestra el diagrama de bloques que indica las principales etapas del proceso de explotación de gas natural.

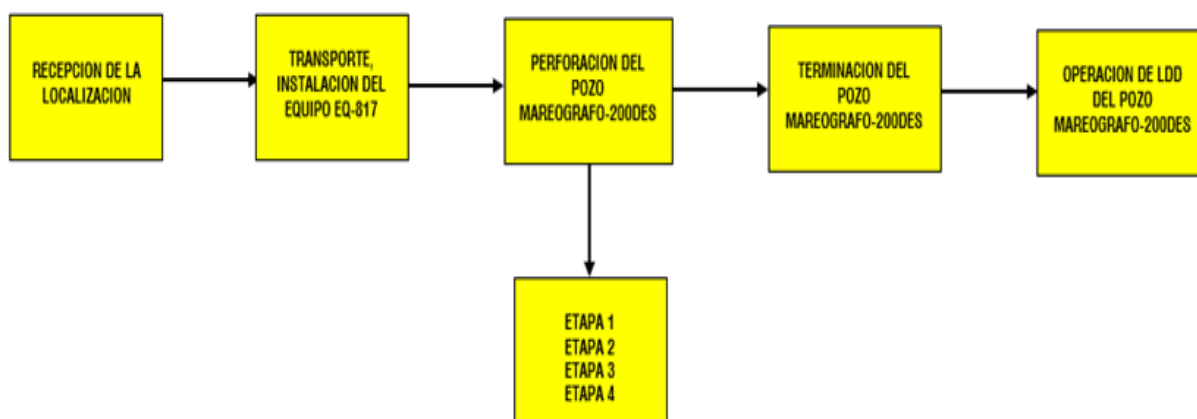


Figura 1.2.1 diagrama de bloques que indica las principales etapas del proceso

➤ **Recepción de la localización**

Contar con el área necesaria y debidamente acondicionada para los asentamientos de los equipos programados, así como contar en caso de requerirse, de áreas y construcciones necesarias para ejecutar intervenciones u operaciones no contempladas en el proyecto original o contingencias.



Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Verificar ubicación.
- Verificar camino de acceso.
- Verificar condiciones, dimensiones y orientación.
- Nivelación del terreno.
- Compactación del terreno.
- Construcción del contrapozo.
- Cercado perimetral con alambre de púas y tela gallinera.
- Construcción del acceso a la localización con guardaganado y portón.
- Señalamientos de acceso y de la localización.

➤ **Transporte e instalación de equipo**

Establecer y organizar la logística adecuada y oportuna para aplicar un orden de:

Concentración, transporte, acomodo y ensamblaje de equipo de perforación y herramientas. Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Seleccionar apoyo logístico en base al tipo de equipo de intervención.
- Nivelar áreas de las naves.
- Transportar equipo.
- Instalar equipo.
- Perforar agujeros auxiliares.
- Verificar condiciones de seguridad (lista de verificación).
- Nivelar mástil.



- Instalación de equipo al 100 %.

➤ **Perforación del pozo**

Realizar las operaciones propias de perforación de acuerdo con el programa establecido, se divide en 4 etapas dependiendo de los diámetros a perforar.

1ª ETAPA

Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Seleccionar, medir, calibrar y armar barrena y ensamble de fondo.
- Perforar intervalo programado con fluido base agua.
- Circular limpiando agujero.
- Sacar barrena a la superficie.
- Introducir y cementar tubo conductor.
- Acondicionar tubo conductor.
 - ✓ Fijación.
 - ✓ Línea de flote.
 - ✓ Llenadera de 2".
 - ✓ Tapón de 4".

2ª ETAPA

Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Seleccionar, medir, calibrar y armar barrena y ensamble de fondo.
- Perforar intervalo programado con fluido base agua.
- Circular limpiando agujero.



- Sacar barrena a la superficie.
- Tomar registros eléctricos.
- Introducir y cementar tubería de revestimiento.
- Instalación y pruebas hidráulicas de conexiones superficiales de control.
- Instalación de charola ecológica.
- Instalación de buje de desgaste.

3ª ETAPA

Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Seleccionar, medir calibrar y armar barrena y ensamble de fondo.
- Meter barrena y herramientas hasta tocar tapones de desplazamiento.
- Efectuar cambio de fluido base agua por base aceite.
- Efectuar primera prueba de tubería de revestimiento (TR).
- Moler tapones, rebajar accesorios y cemento hasta 5 metros arriba de la zapata.
- Efectuar segunda prueba de TR.
- Rebajar cemento y zapata.
- Perforar etapa según programa.
- Circular limpiando agujero.
- Efectuar viaje corto a la zapata para medir pozo.
- Circular y acondicionar lodo.
- Sacar barrena a la superficie.
- Tomar registros eléctricos.
- Efectuar viaje de reconocimiento.



- Circular.
- Sacar TP a la superficie, aflojando juntas.
- Recuperar buje de desgaste.
- Efectuar cambio y pruebas de RAMS.
- Introducir y cementar TR.
- Esperar fraguado de cemento.
- Trabajos complementarios.
 - ✓ Recuperar tubo ancla.
 - ✓ Instalar y probar buje empacador.
 - ✓ Cambiar y probar RAMS y Conexiones superficiales de Control (CSC).
 - ✓ Desconectar TP y herramienta.
 - ✓ Instalar buje de desgaste.

4ª ETAPA

Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Seleccionar, medir, calibrar y armar barrena y ensamble de fondo.
- Meter barrena y herramienta armando Tubería de Perforación (TP) HD-533 tramo por tramo hasta tocar tapones de desplazamiento.
- Circular.
- Efectuar primera prueba de TR.
- Moler tapones, rebajar accesorios hasta 5 metros arriba de la zapata.
- Efectuar segunda prueba de TR.
- Rebajar cemento y zapata.

- Perforar etapa según programa.
- Circular limpiando agujero.
- Efectuar viaje corto a la zapata para medir pozo.
- Circular, desgasificar y acondicionar lodo con la densidad requerida.
- Sacar barrena a la superficie, aflojando juntas de la herramienta.
- Tomar registros eléctricos.
- Recuperación de buje de desgaste y eliminar charola ecológica.
- Introducir y cementar *tubingless* con la bola colgadora instalada.
- Desplazar lechada de cemento con salmuera sódica de 1,03 gr/c3.
- Esperar fraguado de cemento a preventor cerrado.

➤ **Terminación de pozo.**

Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Recuperar cabeza de cementar.
- Eliminar conjunto de preventores.
- Conectar tubo ancla y levantar bola colgadora.
- Instalar empaquetadura a la bola colgadora y alojarla en su nido.
- Instalar medio árbol.
- Efectuar pruebas a conexiones superficiales de control definitivas.
- Efectuar disparos.
- Efectuar fracturas.
- Instalar desarenador y quemador ecológico.



- Efectuar ensayos.

➤ **Desmantelamiento**

Las actividades a realizar en esta parte del proceso son:

- Desarticular y desvestir equipo.
- Apoyo logístico.
- Despejar frente y efectuar preparativos para abatir mástil.
- Abatir subestructura con malacate principal (según diseño de equipo).
- Abatir mástil.
- Desmantelar equipo en general.

➤ **Línea de Descarga (LDD).**

Conformados el camino de acceso y la pera, y al término del proceso de la perforación y terminación del pozo Mareógrafo 200DES, éste se interconecta mediante una LDD de 3" Ø espesor de 0.250" API-5L-X52 para servicio amargo, con una longitud prevista de 622.71 metros lineales, la cual se prevé interconectar al Módulo de Estación de Recolección Mareógrafo 1.

Para este fin se utilizará tubería de acero al carbón microaleado de especificación API 5L Gr. X-52 extremos biselados, con o sin costura, deberá ser eficiente para la recolección y transporte de hidrocarburos amargos, para la adquisición de dicha tubería se verificará el cumplimiento, por parte del fabricante, de la NOM-007- SECRE-2010, (Tubería de Acero para Recolección y Transporte de Hidrocarburos Amargos), el espesor mínimo requerido calculado por presión interna de pared del tubo deberá determinarse con base al Código ANSI/ASME B31.8, NOM-007-SECRE-2010 (Diseño, Construcción, Inspección y Mantenimiento de Ductos Terrestres para Transporte y Recolección de



Hidrocarburos), y demás códigos, normas y estándares últimas ediciones aplicables a este proyecto.

Asimismo, se deberá considerar una tolerancia por corrosión de 6.25 milésimas de pulgada por año para la instalación de la tubería de proyecto, la tubería deberá diseñarse con un factor de tolerancia por corrosión que cumpla con un tiempo de vida útil de al menos 20 años, misma que deberá adicionarse al espesor mínimo requerido por presión, posteriormente deberá sumarse la tolerancia de espesor de pared por fabricación del 12.5%.

Subsecuentemente, se deberá realizar la ingeniería de detalle que considera estudios topográficos de trazo y perfil, posicionamiento geográfico, estudios hidrológicos, diseño de la línea de descarga y sus obras complementarias y sistemas de protección anticorrosivos. Previo al inicio de las actividades se deberá obtener los permisos de construcción.

Durante el proceso de la construcción se deberá implementar el control de calidad de los materiales y accesorios utilizados, los cuales deberán quedar documentados en el libro de proyecto acorde a la ingeniería autorizada.

La obra civil requerida para la preparación del terreno es la siguiente:

- Levantamientos topográficos del derecho de vía donde se alojarán las tuberías de las áreas de interconexiones.
- Trazo y levantamiento de detalles.
- Nivelación de perfil.
- Conformación del derecho de vía.
- Limpieza y desmonte.
- Excavaciones.



➤ **Fase de Producción.**

La extracción de gas se realiza aprovechando la presión del propio yacimiento, regulada mediante un árbol de válvulas diseñado para soportar y regular las presiones ejercidas por el yacimiento. Este árbol dispone de válvulas e indicadores de presión que controlan y monitorean el flujo, así como de un Estrangulador, con la finalidad de controlar la presión de salida hacia la LDD que conduce el gas hasta la Estación Recolectora, en donde se separan los líquidos que de origen vienen asociados con el gas natural. Las válvulas laterales del árbol son utilizadas como interface entre líneas de producción o líneas de desfogue.

Toda la información anterior puede ser consultada a detalle en el capítulo II de la manifestación de impacto ambiental.

Materias primas, productos y subproductos manejados en el proceso.

La localización y explotación de yacimientos de gas natural es en principio un proceso geofísico, en el que interviene un solo componente de riesgo: el gas natural, que por sus condiciones de manejo puede presentar dos etapas de riesgo: la perforación y la explotación. La extracción de gas natural es un proceso físico que no funciona con base en reacciones primarias o secundarias, como normalmente ocurre en los procesos químicos.

En la operación del pozo, el producto extraído es una mezcla de hidrocarburos gaseosos y agua, cuyo componente principal es el metano (gas natural), que, por las cantidades de manejo y transportación, constituye un material peligroso y único componente riesgoso del proceso, de acuerdo con el *Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas* (LAAR) publicada en el Diario Oficial de la Federación el 4 de mayo de 1992.

La Tabla 1.2.1 contiene los datos más importantes del gas natural y sus interacciones en el proceso a desarrollar: nombre de la sustancia, cantidad máxima de almacenamiento en kg, barriles, flujo en m³/h o millones de pies cúbicos estándar por



día (MPCSD), concentración, capacidad máxima de producción, tipo de almacenamiento (granel, sacos, tanques, tambores, bidones, cuñetes, etc.) y equipo de seguridad.

Sustancia	Cantidad máxima de almacenamiento	Capacidad máxima de producción de los Pozos (anual)	Tipo de almacenamiento	Equipos de seguridad para manejo de gas Natural	Cantidad de reporte LAAR* kg
Gas de Natural	No se almacena	2.2 mmpcd	En esta etapa no se espera tener inventarios de producción, en caso de brote podrían existir cantidades liberadas por encima de la cantidad de reporte.	Equipo de protección básico (casco, barbiquejo, zapatos de seguridad)	500 kg
Gas Butano	454 L	N/A	Tanque	Equipo de protección respiratorio autónomo aprobado por NIOSH. Equipo de protección básico (casco, barbiquejo, zapatos de seguridad)	500 kg
Diesel	55 m ³	N/A	Tanque Atmosférico	Equipo de protección básico (casco, barbiquejo, zapatos de seguridad)	10, 000 bls
Condensados	10 m ³	NA	Presa metálica atmosférica hacia quemador	Equipo de protección básico (casco, barbiquejo, zapatos de seguridad)	10.000 bls

Sustancia	Cantidad máxima de almacenamiento	Capacidad máxima de producción de los Pozos (anual)	Tipo de almacenamiento	Equipos de seguridad para manejo de gas Natural	Cantidad de reporte LAAR* kg
Lodos de perforación	100 m ³	NA	Presa metálica atmosférica	<p>Equipo de protección respiratorio autónomo aprobado por NIOSH.</p> <p>Equipo de protección básico (casco, barbiquejo, zapatos de seguridad)</p> <p>Se cuenta con detectores de gas y H₂S instalados en zonas estratégicas del equipo de perforación.</p>	NA

* LAAR= Listado de Actividades Altamente Riesgosas, T=Tóxica, I=Inflamable

* Para ver la composición a detalle de los lodos a usar durante la perforación ver el capítulo II del manifiesto de impacto ambiental.

Tabla 1.2.1 sustancias consideradas altamente riesgosas que intervienen durante las actividades del proyecto.

1.2.1 Hojas de seguridad.

Las hojas de datos de seguridad (HDS) presentada por consorcio Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. cumplen de acuerdo con lo solicitado por la NOM-018-STPS-2015, *Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo* de aquellas sustancias consideradas peligrosas que presenten alguna característica CRETIB.

En el **"Anexo 2"** de este informe se presentan las hojas de seguridad (HDS) de las sustancias listadas en la Tabla 1.2.1.1



Sustancia	No. CAS
Gas Natural	8006-14-2
Lodos de perforación	N/D
Gas Butano	106-97-8
Diésel	7727-37-9
Condensados	64741-47-5

Los fluidos de perforación pueden considerarse como sustancias con riesgo potencial de tipo ambiental, para lo cual se toman medidas de control y contención de estos, en su preparación, almacenamiento, uso en la instalación y en su transporte, reciclaje y/o disposición final fuera del sitio ver el Capítulo II de la MIA-P para información complementaria a la presentada en este apartado.

Tabla 1.2.1.1 Número CAS de las sustancias manejadas durante el proyecto incluyendo las consideradas altamente riesgosas.

Con base en esta tabla de sustancias peligrosas y bajo las consideraciones del Estudio de Análisis de Riesgo a Proceso (ARP) del Proyecto de Perforación del Pozo Mareógrafo 200DES, principalmente la evaluación de la metodología análisis de consecuencias (QRA), se presentan los siguientes criterios y cromatografía del gas natural del Área Contractual Mareógrafo, en particular el Apartado VII.3 que señala:

- Las mezclas ingresadas al simulador por ningún motivo fueron consideradas sustancias puras debido a las desviaciones de sus interacciones fisicoquímicas del componente, para dar cumplimiento a la normativa se realizaron mezclas tipo las cuales se determinaron mediante información proporcionada por la compañía Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. detalladas en la siguiente Tabla.

Nombre de la Sustancia	Composición % mol	
Gas Natural	Metano	97.381
	Propano	0.009
	Etano	0.337
	Nitrógeno	0.13
	Bióxido De Carbono	2.143

Tabla 1.2.1.2 composición del gas natural en el análisis de consecuencias.

1.2.2 Almacenamiento de sustancias.

Se presentan a continuación los Tipos de recipientes y/o envases de almacenamiento, especificando: Características, código o estándares de construcción, dimensiones, cantidad o volumen máximo de almacenamiento por recipiente, indicando la sustancia contenida, así como los dispositivos de seguridad instalados en los mismos:

Contenedores Especiales para Lodos de Perforación

Son recipientes metálicos cuyas dimensiones, por lo general, son de 1,9 x 11,6 x 2,3 metros, con una capacidad de almacenamiento de 50,7 m³ aproximadamente, y que disponen de indicador de nivel de lodos como dispositivo de seguridad para verificar que no sobrepase el nivel máximo de captación. La Norma de diseño para este tipo de contenedores es la Norma 2.341.03 "Diseño de presas metálicas para Lodo".

Contenedores para Agua Cruda

El agua cruda se almacena en recipientes metálicos, con capacidad de 45 m³. Ésta es utilizada para preparar los lodos de perforación y para el enfriamiento de las máquinas de combustión interna. La cantidad de recipientes y de agua almacenada depende de las condiciones que se presenten durante la etapa de perforación.

Contenedores Especiales para Diesel



El diesel es utilizado para la operación del equipo de perforación y en la preparación de los lodos de perforación de emulsión inversa. Éste se almacena en contenedores metálicos con capacidad de 25 m³. La cantidad de almacenamiento depende de las condiciones que se presenten durante la etapa de perforación, pero en general es de 25 m³. La norma de diseño para este tipo de contenedores es la Norma 2.341.01 "Diseño de Tanques Atmosféricos".

Contenedores Especiales para Recortes de Perforación

Son recipientes metálicos con capacidad de 50.7 m³, para almacenar los recortes provenientes de la perforación del pozo, los cuales son recolectados por la empresa contratista, y transportados en unidades especializadas a un confinamiento controlado.

Para los pozos en operación, así como las LDD no se utiliza envases o recipientes ya que la mezcla que se extrae se descarga directamente a las diferentes ERG.

Quemador Ecológico

Es un recipiente metálico cuyas dimensiones por lo general son de 1,5 x 4 x 2 m, con una capacidad de almacenamiento de 12 m³ aproximadamente, la función que tiene este recipiente es la de captar los líquidos a través de las líneas de desfogue provenientes del pozo, y para posteriormente quemarlos.

Asimismo, el quemador tiene como accesorio un tanque de suministro de gas butano con capacidad de 454 litros con el objetivo de brindar el encendido del piloto.

Todos los contenedores cumplen con criterios normativos especificados en la Tabla 1.2.2.1 donde se nombran los principales lineamientos de perforación de pozos publicados en el Diario Oficial de la Federación publicados el 14 de octubre de 2016.

Código	Nombre del código
API 12B	Especificación Tanques Atornillados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Decimosexta Edición, noviembre 2014.
API 12D	Especificación de Campo para Tanques Soldados utilizados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Undécima Edición, octubre 2008.
API 12F	Especificación para Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Décima Segunda Edición, octubre 2008.
API 620	Estándares para el Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Baja Presión, Soldados, Grandes, Décima Segunda Edición, octubre 2013.
API 650	Estándar para Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos, Décima Segunda Edición, marzo 2013.
API 653	Estándar para la Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques, Quinta Edición, noviembre 2014.
API 2000	Estándar para Tanques de Almacenamiento de Ventilación Atmosférica y Baja Presión, Séptima Edición, marzo 2014.
ANSI/API 2350-2012	Estándar para la Protección Contra Sobrellenado para Tanques de Almacenamiento en Instalaciones Petroleras, Cuarta edición, mayo 2012.
ASME, Sección VIII, División 1	Código de Calderas y Recipientes a Presión ASME, Sección VIII, División 1, Edición 2015.

Tabla 1.2.2.1 Estándares de construcción y calidad de los recipientes de almacenamiento de productos en las actividades de perforación.

Los dispositivos de seguridad más rutinarios encontrados en estos recipientes de almacenamiento son válvulas de seguridad (PSV) cuando están a presiones diferentes de la atmosféricas, válvulas de presión vacío en el caso de diesel y sistemas de monitoreo de nivel manuales y automatizados.

Todos los servicios de almacenamiento incluyendo los contenedores metálicos y los diferentes vehículos se ubican dentro de la superficie destinada al área de maniobras de las actividades de perforación del Pozo Mareógrafo 200DES, siendo monitoreados y vigilados por el personal de operación, seguridad y mantenimiento quien permanecerá en el lugar y será relevado en turnos de doce horas.

Ubicación propuesta para estos sistemas:

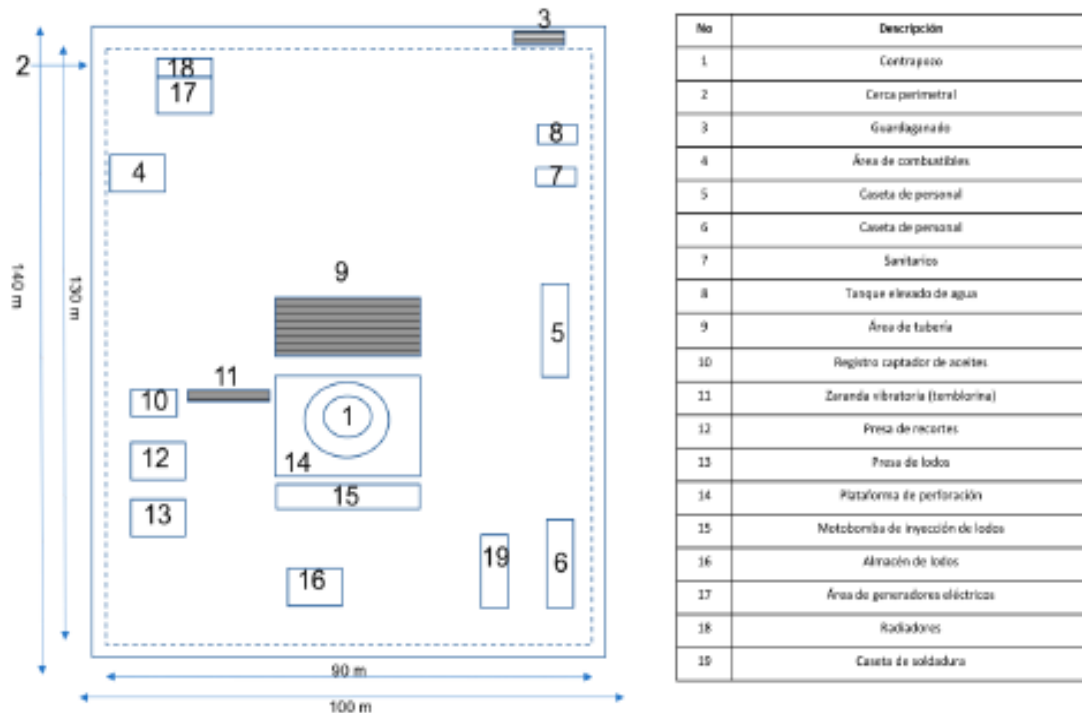


Figura 1.2.2.2 ubicaciones de equipos y áreas durante los trabajos de perforación.

1.2.3 Equipos de procesos y auxiliares utilizados durante la obra.

El equipo de perforación propuesto cuenta con los equipos de proceso y auxiliares que se listan en la Tabla 1.2.3.1 en la cual se listan sus características de diseño, capacidades, localización en el patio de maniobras y código alfanumérico.



Equipo	Tag	Descripción / Capacidad	Especificaciones.	Vida Útil	Tiempo Estimado de Uso	Localización
Mástil	N/D	Telescópico doble. Carga estática máxima del gancho 350,000 lbs.	Fabricado de acuerdo con API Spec 4F standards. 32 m de altura.	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas
Peines de Changuera	N/D	Capacidad de: 160 tubos de perforación de (3,088 m) y 5"	Peines tipo VICTORY	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas
Corona	N/D	TSM 8 líneas 160mT. Carga estática máxima del gancho (350,000 lbs).	Fabricado de acuerdo a API Spec 4F standards. 3 fleetline sheaves de 36" 2 deadline sheaves de 24" 1 fastline sheave de 42" poleas para corona (1-1/8") para la línea de perforación	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas
Stand pipe	N/D	N/D	Máxima presión de trabajo de 5000 PSI	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas
Malacate	N/D	TSM 850 AC individual de 18" Tracción de una sola línea: 23.6 mT (52,000 lbs).	Potencia nominal: 850 HP Peso: 15,000 lbs. Accionado por un motor de perforación GEB 22A de 858 kW (1150 HP).	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas
Ancla de línea muerta.	N/D	Tambor TSM	Modelo 1040 de 1 1/8" para línea de perforación	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas



Equipo	Tag	Descripción / Capacidad	Especificaciones.	Vida Útil	Tiempo Estimado de Uso	Localización
Subestructura	N/D	Subestructura hidráulica VICTORY Capacidad estática de 440,000 lbs con retroceso simultaneo de 375,000 lbs	Fabricado de acuerdo a API Spec 4F standards. KB de piso de perforación de 18' Parte inferior de plataforma a piso de 16'	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas
Mesa rotatoria	N/D	Capacidad estática de 170 Mt (375,000 lbs)	Mesa rotatoria abierta: 17 ½". Motor de drive independiente: 600 HP AC	20 años	14 años	Sistema de Levantamiento o Izado de Cargas
Presa de lodos	N/D	Sistema de 2 tanques de 120 m³.	N/D	20 años	14 años	Presa de lodos
Manifold y separador gas – lodo	N/D	Elevación hidráulica. Weatherford single gut.	Weatherford single gut, double wing 3-1/8" API X 5M = 5000 psi	20 años	14 años	Sistema de mezclado
2 bombas de lodos	N/D	Weatherford iron man MP10	Motores GE 858 kW (1150 HP) AC motores de perforación y corriente limitada de 746 kW (1,000 HP).	20 años	14 años	Sistema de mezclado
2 generadores	N/D	CAT SR4B generadores estables, 2 motores a diésel C32 ACERT DIT-AtAAC	950 BHP y 2,100 RPM Poder continuo de 1000 kVA	20 años	14 años	Sistema de potencia

Equipo	Tag	Descripción / Capacidad	Especificaciones.	Vida Útil	Tiempo Estimado de Uso	Localización
Top Drive	N/D	Carcasa con capacidad estática de 200 API ton Torque continuo de 14,000 ft-lbs @ 105 RPM Velocidad máxima de 175 RPM	Sistema de Top drive hidráulico VICTORY VRT200H.	20 años	14 años	Sistema de potencia
Quemador elevado	N/D	Está compuesto por el sistema de encendido electrónico, quemador elevado y tanque de gas butano para piloto.	Estándar 93.2 kW (125 HP) Fuel inject oilfield boiler.	20 años	14 años	Sistema de control de pozo

Referencia: Planos mecánicos, diagramas de flujo de proceso y hojas de datos de los equipos de la empresa CMM.

Tabla 1.2.3.1 Equipos de proceso y auxiliares.

El plano general de ubicación y dimensiones (*lay out*) del equipo de perforación y la lista de equipos críticos tomados del Análisis de Riesgo a Proceso (ARP) para la actividad de Perforación del Pozo Mareógrafo 200DES se encuentran en el **Anexo 3** de este Estudio.

Las referencias normativas de diseño de los principales equipos se encuentran en el documento *Fast Moving VR 350 MR Sidetrack Rig Spec* incluido en el **Anexo 3** de este Estudio.

El arreglo del sistema de contención de pozos se presenta la figura esquemática 1.2.3.1.

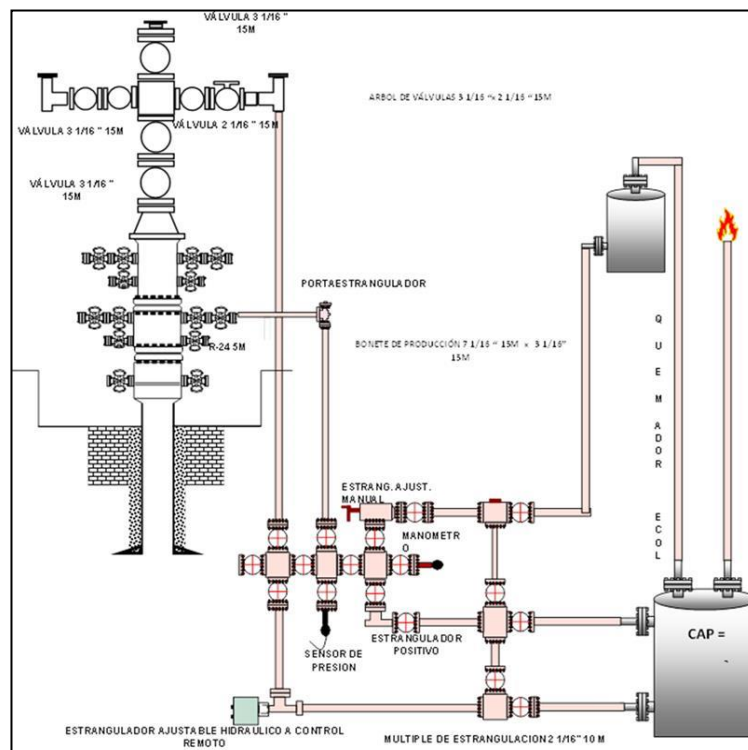


Figura 1.2.3.1 arreglo y localización de los equipos del sistema de control de brotes del equipo de perforación.

1.2.4 Pruebas de verificación.

Para garantizar las condiciones de operatividad segura y bajo demanda de los equipos, tuberías y sistemas de seguridad del equipo de perforación así como de instalaciones a construir involucradas en el proyecto, se debe someter a pruebas de integridad mecánica, hidrostáticas y mecánicas para asegurar su correcto funcionamiento debido están consideradas en la ingeniería de los documentos **BD-A-01 Ingeniería básica y de detalle para la construcción de la línea de descarga, camino y macropera del pozo Mareógrafo 200DES** y **BU-A-001 Bases de usuario para la construcción de la línea de descarga, camino y macropera del pozo Mareógrafo 200DES** desarrollados por la empresa Ultra Ingeniería, ver **Anexo 1** de este Estudio de Riesgo Ambiental.

A manera de resumen se puede mencionar lo siguiente:



Conexiones superficiales del sistema de contención de pozo.

Al considerar las conexiones superficiales de control del pozo se deben considerar factores tales como las presiones de la formación y en la superficie, métodos de control que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados, como lo especifica la práctica recomendada API-RP53 del Instituto Americano del Petróleo.

Inspección radiográfica.

Los procedimientos de soldadura, así como los soldadores que ejecuten estas labores de campo, deben ser calificados de acuerdo con lo que se especifica en la última edición del Código de Calderas y Recipientes a Presión de ASME Sección IX, o API 1104.

Todas las soldaduras realizadas en obra deberán ser radiografiadas al 100 %.

Prueba hidrostática de la línea de descarga.

Se realizará una prueba hidrostática a toda la línea de descarga por periodo no menor de 8 horas a una presión de 1.25 la presión de diseño.

El equipo mínimo requerido para la realización de la prueba hidrostática deberá ser el indicado en el código API RP 1110, párrafo 3.4.

Análisis de flexibilidad de la línea de descarga.

Se llevará a cabo el análisis de flexibilidad utilizando un modelo tridimensional, que represente las condiciones reales a las que estará sometida la línea regular, arreglo de tuberías e interconexiones con instalaciones; para verificar el comportamiento estructural de la tubería, considerando las condiciones máximas de operación (cargas muertas externas, temblores, vibración, expansión y contracción térmica, etc.) a las que será sometida.



Recubrimiento anticorrosivo exterior del equipo de perforación y líneas de descarga.

El recubrimiento anticorrosivo exterior en juntas de soldadura se realizará con material compatible al aplicado en la protección exterior anticorrosiva a la tubería, el material anticorrosivo debe resistir una corriente directa igual o superior a la que soporta la protección anticorrosiva exterior de la tubería y la aplicación será de acuerdo al procedimiento y recomendaciones que proponga el fabricante del producto.

La corrosión mínima permisible recomienda utilizar un espesor adicional por corrosión de 0.159 mm (6.25 milésimas de pulgada) por año y considerar una vida útil de 20 años.

Sistema de tierras.

El diseño de los sistemas de tierras para las válvulas lanzadoras y receptoras de diablos estarán de acuerdo al Documento Normativo NOM-003-ASEA-2016 y al documento NOM-001-SEDE-2012, así mismo posterior a la instalación se deberá garantizar su mantenimiento y revisión mediante un estudio de tierra NOM-022-STPS-2015 y se presentaran al requerimiento de la autoridad correspondientes.

Protección catódica.

Los sistemas de protección catódica para ductos terrestres que utilicen ánodos galvánicos se deben diseñar con ánodos de magnesio, los cuales deben cumplir con los requisitos que establece la ASTM B843.

Todos los sistemas de ductos de acero deben contar con un sistema de protección catódica permanente en un plazo no mayor a un año posterior a la terminación de su construcción. En suelos altamente corrosivos (0 a 2000 ohm/cm, con presencia de agentes promotores de la corrosión) se debe instalar un sistema de protección catódica provisional con ánodos galvánicos en forma simultánea a la construcción.



La ingeniería de la LDD del pozo Mareógrafo 200DES recomienda una separación máxima de ánodos para ductos terrestres y lacustres con una distancia máxima de 152,4 m.

Selección de materiales de las líneas de descarga y conexiones superficiales.

Los criterios de diseño y selección de materiales están basados en Norma Mexicana NOM-003-ASEA-2016, Así como lo establecido en las *Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial*, emitidas en el Diario Oficial de la Federación del 31 de marzo del 2017 y en el Código ASME B31,8 (Sistema de tubería para Transporte y Distribución de Gas).

La tubería para la línea de descarga será suministrada bajo la especificación API 5L X52/ISO 3183:2012 para servicio amargo cumpliendo con los requerimientos de la Norma Mexicana NOM-003-ASEA-2016.

La tubería superficial será fabricada de acuerdo con la norma/especificación ASME B36.10/ASTM A106 Gr B, con un diámetro de 3" Ø y cedula 80, extremos biselados.

Integridad mecánica y pruebas no destructivas.

Deben ser aplicadas por personal certificado nivel II o Nivel III ASTM en cada técnica aplicada, así como crear registro de la prueba para procesos de auditoría, Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. da cumplimiento a estas medidas mediante la implementación del apartado 11 del sistema de administración de seguridad de la Agencia de seguridad, energía y ambiente (ASEA) ver tabla 1.2.4.1.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XI-P01	Procedimiento de Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad.	Procedimiento
SA-CMM-XI-P01-A01	Guía de inspecciones y pruebas.	Anexo
SA-CMM-XI-P01-A02	Listado de refaccionamiento y partes para válvula tipo Cameron.	Anexo

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XI-P01-A03	Metodología de inspecciones basadas en riesgo.	Anexo
SA-CMM-XI-P01-A04	Procedimiento para gerenciamiento de viajes.	Anexo
SA-CMM-XI-P01-F01	Matriz de identificación de equipos y componentes críticos pertenecientes a un sistema o elemento agrupador.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F02	Revisión de Bases de Diseño de Ingeniería.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F03	Plan de Inspecciones para Fabricación.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F04	Programa inspecciones y pruebas.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F05	Registro y cálculo del nivel de criticidad.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F06	Evaluación del nivel de criticidad.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F07	Aceptación o rechazo de inspecciones y pruebas.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F08	Registro de fallas en equipos o elementos críticos.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F09	Plan de acción de ingeniería de confiabilidad.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F10	Programa de auditorías IMAC.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F11	Formato de control, seguimiento y documentación de las reparaciones y modificaciones.	Formato

Tabla 1.2.4.1 Listado de documentación para aplicación y cumplimiento de las actividades de integridad mecánica y aseguramiento de las instalaciones de Consorcio Mexicano Manufacturero (CMM).

1.3.-Condiciones de operación.

Las condiciones de operación para la etapa de perforación y terminación de pozo se encuentran basadas en las condiciones estimadas del yacimiento y en los lodos de perforación, por lo que sus características físico-químicas (Viscosidad, pH, filtrado) y su



composición química deben contribuir a las distintas funciones que conlleva este material para la correcta operación de perforación del equipo seleccionado, tales como: enfriar y limpiar la barrena; acarrear los recortes que genere la acción de la barrena; mantener en suspensión los recortes y sólidos evitando su asentamiento en el interior del pozo cuando por algún motivo se interrumpa la circulación de la inyección; mantener la estabilidad de la pared del pozo; evitar la entrada de fluidos de la formación del pozo.

Inter. propuesto	Yac.	HN	PHIE	SW	PERM
2958-2966	PM-18	9 m	19%	15%	0.10mD

Tabla 1.3.1 Propiedades petrofísicas esperadas en el pozo.

Durante el proceso de perforación es posible que se utilicen 2 tipos de lodo para enfriar la barrena, mantener el equilibrio de presiones de yacimiento y llevar a la superficie los recortes de perforación, base agua y base diésel.

Este lodo se elabora mediante la mezcla de las sustancias las cuales se muestra en la tabla 1.3.2 y 1.3.3 el programa de fluidos de perforación y control de sólidos.

Material	Cantidad	Unidad/m perforado
Bentonita	9,7	kg
Sosa Caustica	0,83	Kg
Defoam X	0,55	Lt
Gilsonita	2,22	kg
Cal	0,83	kg
Polypac Reg	0,55	kg
Shale Chec (esquisto)	1,66	kg
Spersene CF	2,22	kg
Tackle	1,66	Lt
Tannathin	1,66	kg

Tabla 1.3.2 Fluido base-agua polimérico inhibido.

Material	Cantidad	Unidad/m perforado
Material	Cantidad	Unidad
Mi Bar	0,02	Ton
Cloruro de Calcio	1,1	Kg
Versacoat	0,09	Lt
Versamul	0,39	Lt
Cal	0,56	kg
Versalig	0,52	Kg
VG 69	0,07	Kg
Diésel	0,01	M3

Tabla 1.3.3 Fluido de emulsión inversa.

La LDD de 3" Ø del pozo Mareógrafo 200DES se diseña para las condiciones de operación requeridas indicadas en la tabla 1.3.4, sin embargo, podrá ser operada de forma segura hasta una presión máxima de 1215 psig, esto de acuerdo con el análisis hidráulico realizado (AH-A-002).

Tipo de condición	Cantidad	Unidad	Cantidad	Unidad
Gasto				
Máximo	0.1067	MMMCD	3.769	MMPCD
Normal	0.0577	MMMCD	2.04	MMPCD
Mínimo	0.0354	MMMCD	1.251	MMPCD
Presión				
Máximo	21.09	Kg/cm2	300	Lb/pg2
Normal	14.06	Kg/cm2	200	Lb/pg2
Mínimo	7.03	Kg/cm2	100	Lb/pg2
Temperatura				
Máximo	35	°C	95	°F
Normal	30	°C	86	°F
Mínimo	25	°C	77	°F

Tabla 1.3.4 Condiciones de operación de la LDD del pozo Mareógrafo 200DES.

A continuación, se muestran las condiciones estándar para el diseño en la tabla 1.3.5:



Variable	Cantidad	Unidad
Temperatura Condiciones Std.	60	°F
Presión Condiciones Std.	14.7	Psia

Tabla 1.3.5 Condiciones estándar para el diseño.

Límites al Origen (Pozo Mareógrafo 200DES). El límite corresponde a la interconexión del gasoducto con la brida del pozo Mareógrafo 200DES.

Las condiciones de entrada al ducto se describen a continuación en la tabla 1.3.6

Concepto	Condición mínima	Condición normal	Condición máxima
Gasto, MMMCD (MMPCD)	0.0354 (1.251)	0.0577 (2.04)	0.1067 (3.769)
Presión Kg/cm ² (psig)	7.03 (100)	14.06 (200)	21.09 (300)
Temperatura °C (°F)	25 (77)	30 (86)	35 (95)

Tabla 1.3.6 Condiciones de entrada al ducto.

Las condiciones de diseño corresponden con los parámetros y datos proporcionados por CMM en sus bases de usuario, describiéndose a continuación en la tabla 1.3.7:

Tipo de Producción	Gas (MMPCD)
Producción máxima	3.769
Producción normal	2.04
Producción mínima	1.251

Tabla 1.3.7 Producción de gas natural.

Producción de gas natural.

En la tabla 1.3.8 se muestra la presión de diseño y la temperatura de diseño para el gasoducto.

Presión de diseño	Temperatura de diseño
330 psig	45 °C

Tabla 1.3.8 Condiciones de diseño.

En la siguiente tabla 1.3.9 se observan las condiciones de operación para el gasoducto.

Condición	Gasto (MPCD)	Presión (psig)	Temperatura (°C)
Máxima	3.769	300	35
Normal	2.04	200	30
Mínima	1.251	100	25

Tabla 1.3.9 Producción de gas natural.

Las presiones de los fluidos de perforación en la sección química es la atmosférica. Las presiones del gas de los yacimientos de la zona son variables, por lo cual las instalaciones de control están diseñadas en base a la presión esperada del yacimiento.

En el **Anexo 4** se encontrarán los diagramas de instrumentación con los cuales se realizaron los análisis de riesgos a proceso en su etapa de identificación de peligros.

En la Tabla 1.3.10 se enlista el estado físico de las diferentes sustancias que se manejan durante el proceso de perforación del pozo.

Compuesto	Estado Físico
Gas natural	Gaseoso
Condensados	Líquido
Lodos de perforación	Líquido
Diésel	Líquido
Gas butano	Gaseoso

Tabla 1.3.10 Estado físico de las sustancias altamente riesgosas manejadas en las actividades del proyecto.

1.3.1 Especificaciones técnicas del cuarto de control.

No existen cuartos de control en el proyecto de perforación y terminación del pozo Mareógrafo 200DES y su LDD, debido a la ubicación y naturaleza de la obra. El cuarto de control para monitorear las condiciones del proceso del transporte de gas natural de la compañía Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. está ubicado en la estación de recolección (ERG) 1 ubicada en el Área Contractual Mareógrafo, pero fuera de los límites de batería del proyecto por lo cual esa información es carácter informativo, pero no cuenta con planos o especificaciones de su diseño.

El equipo de perforación cuenta con consolas de control remoto (*Dog house*) en todo equipo terrestre, deberán estar equipadas por diseño con el número suficiente de tableros de control remoto, ubicados estratégicamente donde el perforador o el técnico puedan llegar con rapidez ver imagen 1.3.1.1



Imagen 1.3.1.1 cuarto de control remoto (*Dog House*) equipo de perforación.

1.3.2 Sistemas de aislamiento.

Durante la perforación del pozo Mareógrafo 200DES se contemplan dos sistemas principales de seguridad ante posibles escenarios de riesgos por brotes y descontroles del yacimiento el primero es el sistema de aislamiento del equipo de perforación conformado por sistema de preventores- paquete de la bomba *koomey* y el segundo está conformado por el arreglo de contención de brotes manifold, equipos de separación de líquidos y quemador elevado , ambos sistemas están representados esquemáticamente a continuación en la figura 1.3.2.1.

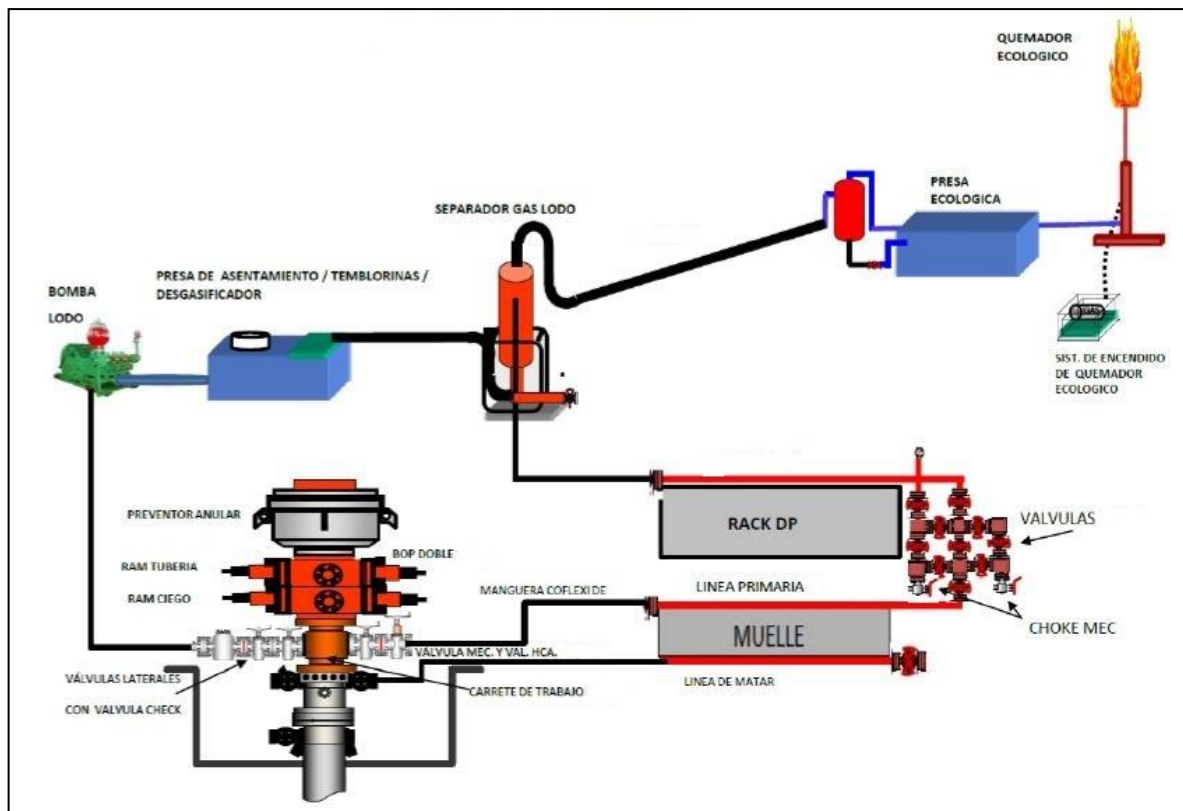


Figura 1.3.2.1 Sistemas de aislamiento con los que cuenta el equipo de perforación del pozo Mareógrafo 200DES.

El sistema de preventores funciona bajo un sistema de presión neumática suministrado a través de la bomba *koomey* cuyo funcionamiento es probado antes de cada perforación y sus componen son certificados a través de pruebas de calidad y

neumáticas para asegurar su completa disposición bajo demanda de operación, ver la figura 1.3.2.2

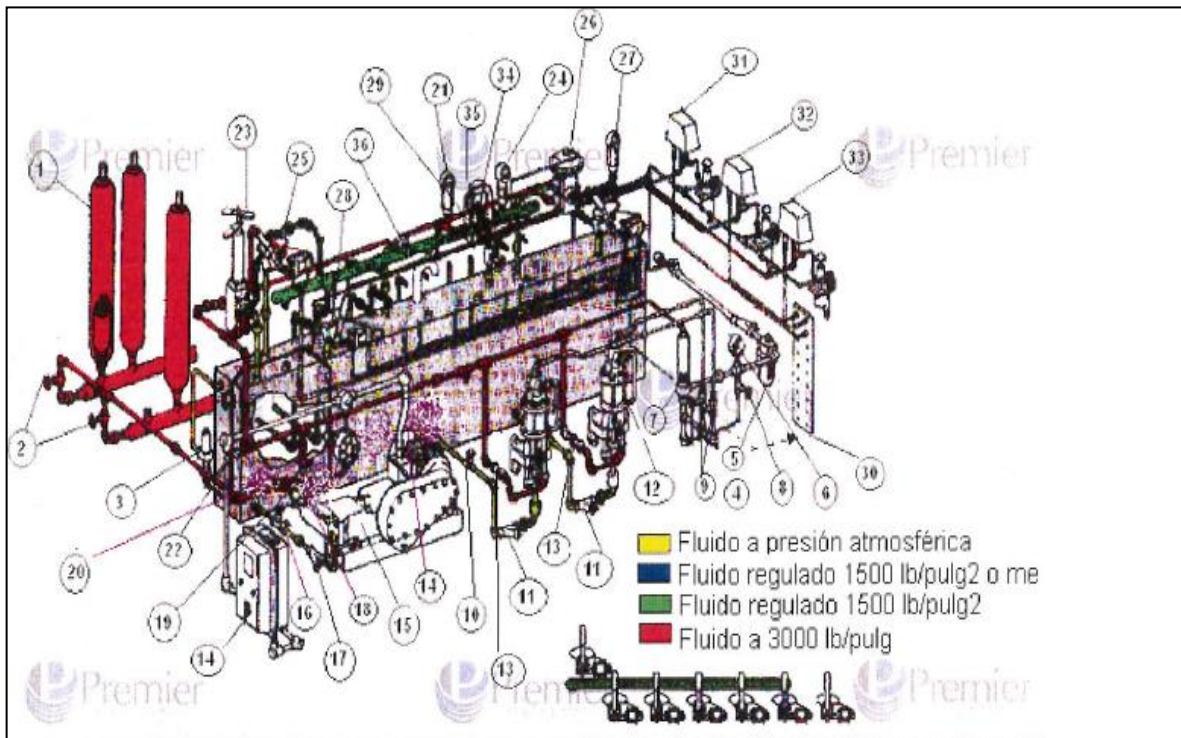


Figura 1.3.2.2 Sistemas esquemático de una bomba *Koomey*.

Los componentes del sistema de la bomba *koomey* son los siguientes:

1. Acumuladores
2. Válvulas aisladoras
3. Válvulas de seguridad
4. Filtro de línea de suministro de aire
5. Lubricador de aire
6. Interruptor de presión hidroneumática
7. Válvula para aislar la presión hidroneumática



8. Válvula de suministro de aire bombas hidráulicas
9. Válvula de suministro a aire bombas hidráulicas
10. Válvula de cierre en línea de sección
11. Filtro de la línea de succión
12. Bomba hidráulica impulsadas
13. Válvula de retención (Check)
14. Motor eléctrico y arrancador de bomba triple
15. Bomba triple hidroeléctrica
16. Válvula de cierre en línea de succión
17. Filtro en línea de succión
18. Válvula de retención (Check)
19. Válvula aisladora de la bomba hidroeléctrica
20. Interruptor de presión hidroeléctrica
21. Manómetro en el sistema acumulador
22. Filtro para fluido en el acumulador
23. Válvula reguladora y reductora de presión
24. Manómetro en el múltiple de distribución de fluido
25. Ramlock para aislar la válvula reductora de presión
26. Válvula reguladora de presión
27. Manómetro del preventor anular
28. Válvulas de cuatro vías
29. Válvula de purga

30. Caja de empalme de aire
31. Transmisor de presión del preventor anular
32. Transmisor de presión múltiple de transmisión de fluido
33. Transmisor de presión del sistema acumulador
34. Válvula neumática reguladora de presión preventor anular
35. Selector regulador del regulador de presión preventor anular
36. Válvula de seguridad del múltiple de distribución de seguridad
37. Tapones del tanque de almacenamiento
38. Cilindros de nitrógeno
39. Manómetro del banco de energía adicional
40. Válvula maestra de la energía adicional.

En el **Anexo 4** se encontrarán los diagramas de esquemáticos y diagramas de tubería e instrumentación de estos sistemas.

Para ver información complementaria y de diseño de estos sistemas se describirán a detalles en el apartado 3.1.1 (Descripción de los sistemas de seguridad) de acuerdo con la guía de presentación del estudio de riesgo ambiental con la que se está desarrollando este reporte.

1.4 Análisis y evaluación de riesgos.

La función de la evaluación consiste en ayudar a alcanzar un nivel razonable de consenso en torno a los objetivos en cuestión, y asegurar un nivel mínimo que permita desarrollar indicadores operacionales a partir de los cuales medir y evaluar los daños ambientales a los cuales pueda estar sujeto el sistema bajo estudio.

Los resultados obtenidos de este análisis de riesgo ambiental permiten evaluar la correcta aplicación de los métodos cualitativos y cuantitativos para el tratamiento de los

riesgos, que involucrara identificar el conjunto de opciones que existen para minimizarlos hasta los niveles tolerables que requiera la empresa para interactuar con el sistema ambiental.

1.4.1 Antecedentes de incidentes y accidentes.

El último reporte estadístico en México sobre la distribución de accidentes industriales con sustancial altamente riesgosas a cargo de la PROFEPA (Procuraduría Federal de Protección al Ambiente), a través de su la COATEA (Centro de Orientación para la Atención de Emergencias Ambientales) abarca el periodo de tiempo 2000-2014.

En cuanto al factor estadístico en factor de tiempo la PROFEPA tiene una estadística de accidentes mostradas en la Figura 1.4.1.1

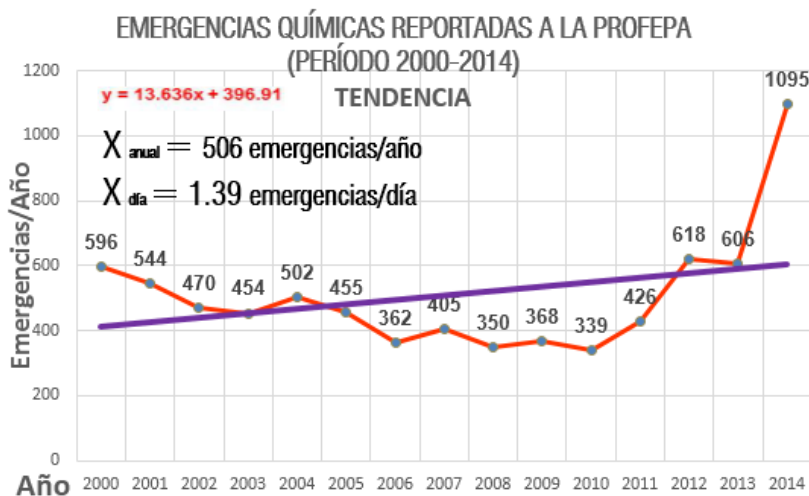


Figura 1.4.1.1 Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014).

Cabe mencionar que, dentro de la información recopilada, no se incluyen eventos de tipo doméstico o comercial (incendios en cines, hoteles, explosiones de cilindros de gas LP o doméstico), ni accidentes con materiales radioactivos. Se registran aquellos que ocurren en plantas industriales asociados con sustancias químicas y que en la mayoría de los casos los daños ocasionados trascienden los límites de propiedad; así como los que ocurren al exterior por el transporte de estas sustancias, que pueden provocar



daños a la población y/o al ambiente, requiriendo la movilización de los cuerpos de respuesta a emergencias (Protección Civil, Bomberos, etc.).

Por otro lado, en los estados de Veracruz, Tabasco, Tamaulipas, Guanajuato, Campeche y México se presentaron más del 50% de las emergencias ambientales, concentrándose en Veracruz alrededor del 20% del total a nivel nacional. Esto se debe a que en estos se concentra la mayor actividad petrolera, que provoca un gran movimiento de crudo y sus derivados.

En el estado de Guanajuato y México por su posición geográfica, se tiene un gran flujo de vehículos que transportan sustancias químicas.

Es importante destacar que la mayor parte de estos eventos están constituidos por derrames; lo cual reviste especial importancia desde el punto de vista ambiental, ya que en general los productos derramados afectan al suelo y posiblemente al subsuelo, aguas subterráneas y cuerpos de agua superficiales. En el caso de fugas de sustancias peligrosas, aunque estas también pueden afectar a los recursos naturales, la principal preocupación radica en el riesgo que representan para la integridad y salud de las poblaciones, dada la posible rapidez con que pueden propagarse a distancia, abarcando extensiones que pueden ser significantes como nubes tóxicas, inflamables y/o explosivas, ver la tabla 1.4.1.1 y la figura 1.4.1.2.

Año	Número de eventos	Tipo									
		Fuga		Derrame		Explosión		Incendio		Otro	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
2000	596	46	7.7	483	81.0	26	4.6	35	5.9	6	1.0
2001	544	50	9.2	455	83.6	14	2.5	21	3.9	4	0.7
2002	470	22	4.7	403	85.7	15	2.6	27	5.7	3	0.6
2003	454	22	4.8	385	84.8	18	3.2	21	4.6	8	1.8
2004	502	29	5.8	445	88.6	10	1.8	18	3.6	0	0.0
2005	455	51	11.2	338	74.3	28	4.9	38	8.4	0	0.0
2006	362	51	14.1	251	69.3	31	5.5	29	8.0	0	0.0

Año	Número de eventos	Tipo									
		Fuga		Derrame		Explosión		Incendio		Otro	
		No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
2007	405	54	13.3	292	72.1	25	4.4	34	8.4	0	0.0
2008	350	54	15.4	249	71.1	16	2.8	30	8.6	1	0.3
2009	368	67	18.2	245	66.6	22	3.9	34	9.2	0	0.0
2010	339	44	13.0	228	67.3	33	5.8	34	10.0	0	0.0
2011	426	65	15.3	273	64.1	50	8.8	36	8.5	2	0.5
2012	618	87	14.1	408	66.0	66	11.6	51	8.3	6	1.0
2013	606	102	16.8	384	63.4	70	12.3	44	7.3	6	1.0
2014	1095	139	12.7	819	74.8	51	9.0	83	7.6	3	0.3
Total	7590	883	11.6	5658	74.5	475	6.3	535	7.0	39	0.5

Tabla 1.4.1.1 Tipo de consecuencias (período 2000-2014).

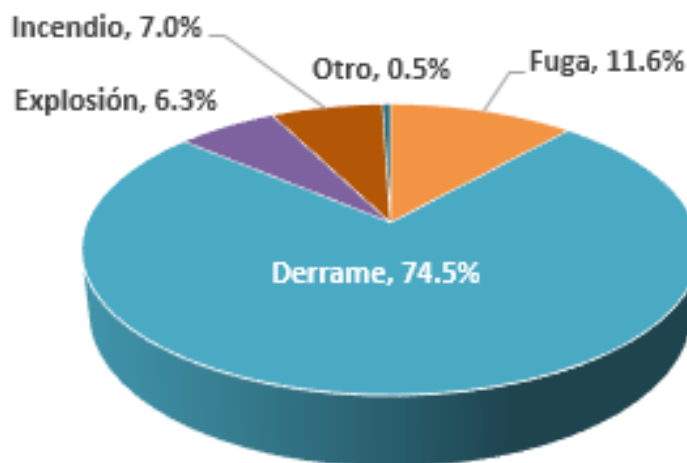


Figura 1.4.1.2 Tipo de consecuencias (período 2000-2014).

En cuanto al lugar de origen, la mayor parte de las emergencias ambientales con sustancias químicas ocurren durante el transporte y en menor medida en instalaciones industriales fijas.

Sin embargo, con relación a la modalidad del transporte, cuando es a través de ductos se presenta la mayor incidencia, siguiéndoles en orden de incidencia el transporte vía carretera, ferroviario, marítimo u otros medios ver la Tabla 1.4.1.2 y Figura 1.4.1.3.

Año	Numero de eventos	Ubicación					
		Planta		Transporte		Otro	
		No.	%	No.	%	No.	%
2000	596	142	23.8	422	70.8	32	5.4
2001	544	112	20.6	406	74.6	26	4.8
2002	470	112	23.8	339	72.1	19	4.0
2003	454	126	27.8	304	67.0	24	5.3
2004	502	200	39.8	280	55.8	22	4.4
2005	455	139	30.5	279	61.3	37	8.1
2006	362	98	27.1	219	60.5	45	12.4
2007	405	98	24.2	268	66.2	39	9.6
2008	350	83	23.7	217	62.0	50	14.3
2009	368	138	37.5	219	69.5	11	3.0
2010	339	84	24.8	229	67.6	26	7.7
2011	426	109	25.6	271	63.6	46	10.8
2012	618	127	20.6	402	65.0	89	14.4
2013	606	118	19.5	394	65.0	94	15.5
2014	1095	155	14.2	837	76.4	103	9.4
Total	7590	1841	24.3	5086	67.0	663	8.7

Tabla 1.4.1.2 Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (2000-2014) por lugar de origen del evento.

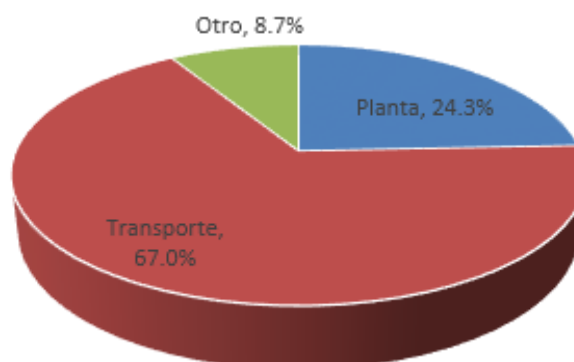


Figura 1.4.1.3 Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014) por lugar de origen del evento.

En cuanto al transporte por carretera, las causas frecuentemente involucradas con los accidentes están vinculadas con problemas de exceso de velocidad e imprudencia de los conductores; aunque también pueden ser por un trazo inapropiado de las carreteras o por mal estado de estas. Otras causas tienen que ver con el mal estado de las unidades vehiculares y de los tanques, así como fallas mecánicas y en algunos casos por exceso de peso e inadecuada selección del tipo de unidad requerida para el transporte de determinadas sustancias químicas ver tabla 1.4.1.3

Año	No. evento	Total	FFCC		Carretero		Marítimo		Ducto		Otro	
			No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
2000			8	1.9	134	31.8	3	0.7	277	56.6	0	0.0
2001			10	2.5	149	36.7	4	1.0	243	59.9	0	0.0
2002	470	339	9	2.7	143	42.2	6	1.8	181	53.4	0	0.0
2003	454	304	7	2.3	125	41.1	2	0.7	170	55.9	0	0.0
2004	502	280	4	1.4	99	35.4	2	0.7	175	62.5	0	0.0
2005	455	279	11	3.9	121	43.4	1	0.4	143	51.3	3	1.1
2006	362	219	2	0.9	102	46.6	4	1.8	111	50.7	0	0.0

Año	No. evento	Total	FFCC		Carretero		Marítimo		Ducto		Otro	
			No.	%	No.	%	No.	%	No.	%	No.	%
2007	405	268	8	3.0	118	44.0	2	0.7	140	52.2	0	0.0
2008	350	217	7	3.2	133	61.3	2	0.9	74	34.1	1	0.5
2009	368	219	6	2.7	138	63.0	3	1.4	72	32.9	0	0.0
2010	339	229	5	2.2	143	62.4	2	0.9	78	34.1	1	0.4
2011	426	271	7	2.6	161	59.4	4	1.5	99	36.5	0	0.0
2012	618	402	9	2.2	177	44.0	4	1.0	210	52.2	2	0.5
2013	606	394	4	1.0	148	37.6	6	1.5	236	59.9	0	0.0
2014	1095	837	7	0.8	136	16.2	1	0.1	692	82.7	1	0.1
Total	7590	5086	104	2.0	2027	39.9	46	0.9	2901	57.0	8	0.2

Tabla 1.4.1.3 Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014) por tipo de transporte.

Las principales causas de accidentes ferroviarios están relacionadas con problemas de mantenimiento, tanto de las vías férreas, como de los carros-tanque y en menor grado con la falta de pericia de los conductores o problemas relacionados con el peso de la carga que se transporta.

Los accidentes por vía marítima principalmente han ocurrido durante las maniobras de carga y descarga del buque-tanque con hidrocarburos; aunque se han presentado choques contra arrecifes, causando graves daños a estos importantes ecosistemas y provocando la pérdida de contención en los tanques.

Conforme a lo ya visto los hidrocarburos constituyen las sustancias con mayor frecuencia que estuvieron presentes y incidentes (Petróleo Crudo, Gasolina, Diésel, Combustóleo, Gas Natural y Gas LP) representan el 69.8% del total de las emergencias ambientales. Otras sustancias diferentes a los hidrocarburos, también frecuentes en las emergencias ambientales son: amoníaco, ácido sulfúrico, solventes orgánicos, ácido clorhídrico, hidróxido de sodio y cloro.

Nombre de la sustancia	% de representación
Petróleo crudo	42.08
Gasolinas	7.83
Diesel	6.80
Combustóleo	5.39
Amoniaco	4.05
Gas LPG	3.19
Gas natural	2.30
Aceites	2.27
Solventes orgánicos	2.26
Ácido sulfúrico	1.09
Otras sustancias	27.71
Total	100

Tabla 1.4.1.4 Sustancias involucradas en los accidentes químicos reportados a la PROFEPA (2000-2014).

A continuación, la Tabla 1.4.1.5 se presenta una descripción de los principales incidentes y accidentes en instalaciones similares a las cuales se realiza el presente estudio de riesgo ambiental.

Compañía	Relato		Equipo	Causa
EBAPAN	Derrame de fluido de control base agua, impregnada con hidrocarburo (aceite) en la localización del pozo Ébano 1084-0, durante la introducción del ACP combinado de 2 7/8" y 3W.	Pozo Ébano 1084-0 13/06/2013	DCM 637	Datos no disponibles.
EBAPAN	Nombre de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP. PEMEX). Al estar metiendo el segundo tubo TR de 7", se zafa la retenida golpeando al trabajador en el brazo izquierdo, provocándole una fractura en muñeca.	07/06/2013	DCM 637	Datos no disponibles.
Foxxe de México S de R.L. de C.V.	Nombre de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP. con categoría de Obrero al estar haciendo la maniobra de movilizar un estabilizador con la ayuda de una eslinga y montacargas	Pozo Altamira 1033-H 06/12/2010	OS-665	Causas físicas Espacio reducido, almacenamiento e iluminación inadecuada. Causas humanas

Compañía	Relato		Equipo	Causa
	dentro del área de almacenamiento de herramientas, golpea accidentalmente durante el movimiento a otro estabilizador permitiendo que este último se rodara y atrapara el pie del trabajador contra el borde de la plana.			No reconocer los riesgos al realizar la actividad. Causas de sistema Posible falta de entrenamiento en el manejo de cargas.
Foxxe de México S de R.L. de C.V.	<p>Nombre de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.</p> <p>Ayudante de Piso al estar haciendo maniobra de instalación de la tubería de descarga de 10" de diámetro del separador gas lodo hacia temblorina sufre de machucón en punta de dedo menique de la mano derecha (primera falange con escoriación).</p>	Pozo Ébano 1030-H 11/0/2011	DS-667	Causas físicas Espacio reducido. Causas humanas El no reconocer los riesgos al realizar la actividad. Causas de sistema Posible falta de entrenamiento en el cuidado de las manos.
Foxxe de México S de R.L. de C.V.	<p>Al estar posicionado el Montacargas telescópico de la compañía Foxxe y el tracto camión tipo plana de la compañía Loro en forma paralela y en sentido opuesto, con la cabina y sus operadores una al lado de la otra con una separación aproximada de 1,30 m, se acerca el trabajador</p> <p>Nombre de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.</p> <p>las indicaciones de las actividades a realizar para bajar tubería 3½" de producción que se encontraba en la plana y colocarla en los burros cargadores, al momento en que se mueve la plana hacia adelante el trabajador observa que podría ser golpeado por un polín de madera que sobresalía 33 cm. de la parte lateral lado chofer de la plana, subiéndose inmediatamente al extremo de la cabina del montacargas, donde es golpeado por el polín en el tórax lado Izquierdo.</p>	Pozo Ébano 1075-0 30/09/2011	DCM-667	Causas físicas Polín de madera sobresalía 33 en de la plana. Causas humanas El trabajador estaba posicionado en medio de 2 unidades (Tracto camión y Montacargas), mismas que se encontraban separadas aproximadamente 1,30 m una de la otra. Se realizaron 2 AST de forma separada para una misma actividad (descarga de tubería), uno por parte de la compañía Foxxe y otro de la compañía DCM Servicios Petroleros. Causas de sistema Entrenamiento deficiente para la identificación de riesgos. Verificación inadecuada de AST. Falta de supervisión en el aseguramiento de la carga



Compañía	Relato		Equipo	Causa
				para el transporte de tubería.
No disponible	Durante la operación para molienda de cemento a la profundidad de 250 m con molino de 3¾, se levanta la flecha para realizar la conexión, observando que la manguera del <i>swivel</i> quedó torcida, por lo que se procedió a bajar la flecha nuevamente al muelle de tubería para recomodarla, esta maniobra se realizaba con la participación de los 3 ayudantes de piso, donde el	Pozo Pemex 2024	DCM-664	<p>Causas físicas La manguera se encontraba desalineada con respecto a la flecha (torcida).</p> <p>Causas humanas El personal operativo no realiza la práctica segura del uso de la grúa, de acuerdo a lo establecido en el AST. Exceso de confianza por personal de línea de mando. El trabajador lesionado no identificó el riesgo de ser golpeado.</p> <p>Falta de supervisión de línea de mando de PEMEX y Compañía DCM.</p> <p>Causas de sistema No se tomaron en cuenta las recomendaciones establecidas en el AST. El AST se elabora sin la participación de la máxima autoridad de la instalación.</p>
	estaba ubicado del lado de presas y al momento de deslizar la flecha por el muelle de tubería, esta se corre hacia el lado Izquierdo (lado presas) golpeando el dedo meñique de la mano izquierda del trabajador contra el barandal de la puerta de protección de la rampa del piso de trabajo.	10/01/2011		

Tabla 1.4.1.5 Incidentes y accidentes en instalaciones similares.

De los incidentes presentados en instalaciones similares, puede denotarse que estos tuvieron como causa principal, por el lado de factores personales: la capacitación inadecuada, la falta de habilidad del personal y falta de conocimiento de los peligros inherentes para la ejecución de sus actividades; por el lado de los factores del trabajo: no ha existido la suficiente supervisión, los mantenimientos, las herramientas, equipos y materiales han sido inadecuados y los estándares de trabajo han sido deficientes.

Basada en la experiencia de los sucesos mostrados anteriormente Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. estima invertir Capital y monto de la inversión de la persona moral (datos propios de la persona moral). Información protegida bajo los artículos 113 fracción 3ra de la LFTAIP y 116 párrafo cuarto de la LGTAIP. en concepto de medidas de



prevención, mitigación y control, de impactos derivados de la obra; Dicha inversión se confirmará conforme al avance del proyecto mismo.

1.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización de riesgos.

El Área Contractual de Mareógrafo es operada por la empresa Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., quien está obligada a dar cumplimiento normativo a los requerimientos legales de la federación por lo que la justificación técnica de la realización de este análisis de riesgos, es sustentada en la cumplimiento a las *Disposición administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente* aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican (13 de mayo de 2016); en las cuales se derogaron los lineamientos que están contractualmente acordados, que establece en el punto 3 del inciso II del Anexo I, la necesidad de realizar o actualizar los estudios de riesgo de procesos y su periodicidad.

Para la selección de las metodologías del Análisis de Riesgo para las actividades específicas de perforación terrestre del pozo Mareógrafo 200DES y LDD se siguió la *Guía Técnica para Realizar Análisis de Riesgos de Proceso* en cuyas referencias bibliográficas encontramos documentación realizada por el Centro de Seguridad en Procesos Químicos (CCPs) del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE).

En el **Anexo 5** se presentan los criterios y diagrama de flujo la selección de metodologías.

La justificación para la selección de las metodologías identifico la necesidad de hacer una etapa de identificación de riesgos con las metodologías de HAZOP Y HAZID para determinar las causas de las desviaciones y peligros de la instalación, y, adicional para aquellos eventos que hayan salido con un grado de riesgo elevado en la identificación de riesgos, se aplicara la metodología de árboles de fallas permitiendo conocer con mayor detalle el modo de falla o ruta crítica del evento evaluado a través de frecuencias



tomadas de bibliografía del centro de trabajo y banco mundiales de datos los cuales nos permiten tener un dato contundente y numérico de la probabilidad de que un evento se desencadene.

Para la evaluación de riesgos operativos se presenta el análisis Hazop de los procesos a realizar por el equipo de perforación en sus diferentes etapas, así como los riesgos presentes al operar la LDD, mientras la realización del HAZID es llevado a cabo en el proyecto para describir y analizar factores tales como presupuesto, accesibilidad al sitio, planificación de procesos, poblaciones y medio biótico etc. de la ubicación donde se realizará el proyecto.

La nodalización presentada de ambas metodologías de identificación de riesgos y peligros se realizó en compañía del grupo multidisciplinario de evaluación de riesgos y es presentada a continuación.

Metodología HAZID:

Circuito 1.- Recepción de la localización.

- Etapa o actividad. - Acondicionamiento del Sitio

Circuito 2.- Transporte e instalación de equipo de perforación.

- Etapa o actividad. - Mudanza llegada a sitio (traslado de vehículos, materiales y equipo).

Circuito 3.- Terminación de pozo.

- Etapa o actividad. - Terminación de pozo Mareógrafo 200DES.

Circuito 4.- Desmantelamiento del equipo de perforación.

- Etapa o actividad. - Mudanza del equipo de perforación EQ-817 e instalación de árbol de producción.



Circuito 5.- Línea de descarga y árbol de válvulas del pozo Mareógrafo 200DES.

- Etapa o actividad. - Pozo Mareógrafo 200DES de producción.

Metodología HAZOP:

Circuito 1.- Sistema de levantamiento o izado de cargas.

- Nodo 1.- Malacate, corona, Block viajero, gancho, elevador, cable de perforación y mástil.

Circuito 2.- Sistema de rotación.

- Nodo 2.- Mesa rotatoria, sarta de perforación y barrenas.

Circuito 3.- Preparación e inyección de lodos.

- Nodo 3.- Sistema de circulación de fluidos (Presas de lodos, mezclado, succión y sistema de bombeo).

Circuito 4.- Sistema de control de pozos.

- Nodo 4.- Sistema de la bomba de lodos, preventores, líneas de estrangulación, *manifold*, separador de lodos y presa de quemado.

Circuito 5.- Sistema de potencia.

- Nodo 5.- Tanques de almacenamiento de diésel, bombas de suministro y generadores eléctricos.

Circuito 6.- Perforación de pozo Mareógrafo 200DES.

- Nodo 6.- Perforación de pozo de extracción de gas de hidrocarburo de acuerdo a diseño.

Circuito 7.- Terminación del pozo Mareógrafo 200DES.

- Nodo 7.- Terminación de pozo Mareógrafo 200DES.



Circuito 8.- Línea de producción del pozo Mareógrafo 200DES.

- Nodo 8.- Línea de descarga de pozo Mareógrafo 200DES.

Los resultados encontrados por el grupo multidisciplinario de análisis de riesgos con la metodología HAZOP y HAZID, incluyen la identificación de situaciones de peligro, detección de problemas de operación y ambientales, así como las mejoras para incrementar el nivel de seguridad de las instalaciones y las recomendaciones que conduzcan a áreas de estudio en donde no sea posible tener alguna conclusión al respecto por falta de información.

Los resultados de las sesiones de análisis que conciernen a las causas, consecuencias y salvaguardas definidas para cada desviación de cada nodo o sección del proceso analizada, son todas registradas en una tabla o columna formato.

No se realizaron consideraciones especiales que obligaran a los líderes del análisis de riesgos ambiental salirse del contexto de aplicación de las metodologías utilizadas.

Ver las hojas de trabajo de la aplicación de estas metodologías y sus actas de protocolización y asistencia del grupo multidisciplinario en el Anexo 6.

Para cada desviación analizada se le asigna una categoría, según su nivel de frecuencia y consecuencia de acuerdo con las tablas 1.4.2.1 y 1.4.2.2. Las categorías en estas tablas son las determinadas a nivel organizacional de la compañía Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. para la actividad específica de perforación de pozos terrestres.

Clasificación de Probabilidad	Frecuencia de ocurrencia
A	Nunca ha ocurrido en la industria petrolera
B	Ha ocurrido en la industria petrolera
C	Ha ocurrido en Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.
D	Ocurre varias veces al año en Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.
E	Ocurre varias veces al año en Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.

Tabla 1.4.2.1 Jerarquización de probabilidad de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.

Descripción del rubro	
N°	Daños al personal
1	No se esperan lesiones o daños físicos
2	Lesión menor sin incapacidad (incluyendo casos de primeros auxilios y de tratamiento médico y enfermedades ocupacionales): No afectan el rendimiento laboral, ni causan incapacidad.
3	Incapacidad temporal >1 día (lesiones que producen tiempo perdido): Afectan el rendimiento laboral, como la limitación a ciertas actividades o requiere unos días para recuperarse completamente (casos con tiempo perdido): Efectos menores en la salud que son reversibles, por ejemplo: irritación en la piel o intoxicación por alimentos.
4	Incapacidad permanente (incluyendo incapacidad parcial y permanente y enfermedades ocupacionales): Afectan el desempeño laboral por largo tiempo, como una ausencia prolongada al trabajo. Daños irreversibles en la salud con inhabilitación seria sin pérdida de vida; por ejemplo: hipoacusia provocada por ruidos, lesiones lumbares crónicas, daño repetido por realizar esfuerzos, síndrome y sensibilización.
5	1 o más muertas dentro o fuera de las instalaciones.



N°	Daños al Medio Ambiente
1	No esperan derrames o fugas en el centro de trabajo.
2	Efectos menores: Emisiones o descargas menores, con afectación al medio ambiente dentro de las instalaciones, sin efectos, duraderos o que requieren medidas de recuperación en el corto plazo o una única violación a los límites legales o actos administrativos o una única queja registrada ante organismos gubernamentales. No existe contaminación.
3	Contaminaciones localizadas: Emisiones o descargas limitadas con contaminación ambiental localizada en predios vecinos y/o el entorno o que requiere medidas de recuperación en el mediano plazo o repetidas violaciones de los límites legales o actos administrativos o varias quejas registradas ante organismos gubernamentales.
4	Contaminaciones mayores: Emisiones o descargas que causan contaminación ambiental dispersa o grave o que requiere medidas de recuperación en el largo plazo, o violaciones prolongadas a los límites legales o actos administrativos, o molestia generalizada de la comunidad, registrada ante organismos gubernamentales.
5	Contaminaciones irreparables: Emisiones o descargas que causan un daño ambiental irreparable en un área extensa o en áreas de uso recreativo o de preservación de la naturaleza; o constante violación de los límites legales o actos administrativos. Requiere medidas de compensación por daños irreparables.
N°	Daños a la instalación/producción
1	Marginal (menos de 10 mil dólares - daños leves): No hay interrupción de la actividad (producción, mantenimiento, puesta en marcha, etc.).
2	Importante (de 10 mil a 100 mil dólares - daños menores): Interrupción breve de la actividad (degradaciones, recirculación, reprocesos).
3	Severo (de 100 mil a 1 millón de dólares - daños locales): Pérdidas económicas por parada temporal, lucro cesante o responsabilidad civil.
4	Grave (de 1 millón a 10 millones de dólares - daños mayores): Pérdida parcial en las operaciones o del pozo de perforación desde uno hasta 10 millones de dólares

5	Catastrófica (más de 10 millones de dólares - daños generalizados): Pérdida total o sustancial en la producción, en la infraestructura, entre otros.
N°	Daños a la imagen de la empresa
1	Ningún impacto: No es de interés
2	Interna: Puede ser de conocimiento interno de la empresa, pero no de interés público.
3	Regional – interés público regional: Oposición de los medios locales de prensa. Relativa atención de los medios nacionales de prensa y partidos políticos locales/regionales. Oposición de ONG´s regionales y del gobierno local.
4	Nacional - interés público nacional: Oposición general de los medios de prensa nacionales. Políticas nacionales/regionales con medidas potencialmente restrictivas y/o impacto en el otorgamiento de licencias. Quejas de ONG´s nacionales. Posible afectación del valor de las Acciones.
5	Internacional – interés público internacional: Oposición general de los medios de prensa internacionales. Políticas nacionales/internacionales con un impacto potencialmente grave en las relaciones internacionales de la Empresa, el otorgamiento de licencias y/o la legislación impositiva. Afectación del valor de las acciones de la empresa.

Tabla 1.4.2.2 Jerarquización de consecuencias de CMM.

Relación de riesgos identificados.

Aplicando las metodologías descritas en el punto 1.4.1 y basados en la jerarquización con las matrices de probabilidad y consecuencias anteriores se realizó la categorización por grado de riesgo para cada causa y cada desviación y en la tabla 1.4.2.3 se muestran las categorías por desviación del HAZOP y en la Tabla 1.4.2.4 se muestran el grado de riesgo por actividad analizadas en el HAZID.

Nodo	Desviación HAZOP	Grado de Riesgo por Desviación
Nodo 1. Malacate, corona, Block viajero, gancho, elevador, cable de perforación y mástil.	Baja presión en el sistema neumático del hidromático (Freno de la Corona).	B
	Menor presión en los gatos de izaje durante su operación (instalar y desmantelar)	M
	Menor Integridad mecánica de los accesorios de izado y del cable del malacate.	B
	Descontrol en movimiento acelerado del malacate en maniobras de izado de inserción o extracción de tuberías.	M
	Pérdida de verticalidad de las estructuras del Mástil o Torres.	B
	Pérdida de verticalidad de las estructuras del Mástil o Torres.	M
Nodo 2. Mesa rotatoria, sarta de perforación y barrenas.	Baja/Nula Potencia de rotación en la mesa.	B
	Alta potencia durante la perforación.	B
	Acoplamiento deficiente del buje maestro y sarta de perforación con la mesa rotatoria.	B
	Ruptura del acoplamiento de la sarta de perforación con la flecha kelly.	B
	Falla de integridad mecánica en la barrena.	M
	Falla en el funcionamiento de las herramientas (motor de fondo, MWD).	B
Nodo 3. Sistema de circulación de fluidos (Presas de lodos, mezclado,	Bajo nivel en presas de lodos durante la perforación.	M
	Alto nivel en presas de lodos de perforación.	M
	No hay flujo de inyección de fluido de control al pozo durante la perforación.	M
	Bajo flujo en la descarga de la bomba de	M

Nodo	Desviación HAZOP	Grado de Riesgo por Desviación
succión y sistema de bombeo).	inyección de fluidos al pozo.	
	Alta presión en la descarga de la bomba de fluidos de perforación.	M
	Baja presión en la descarga de la bomba de fluidos de perforación.	B
	Fluido con diferente densidad a la requerida durante la perforación.	M
	Yacimientos con producto de gases amargos.	B
Nodo 4. Sistema de la bomba de lodos, preventores, líneas de estrangulación, manifold, separador de lodos y presa de quemado.	Baja presión en la línea de fluido hidráulico hacia el BOP.	M
	Alta presión en el sistema de preventores.	B
	Se interrumpe el flujo del fluido hidráulico a BOP.	M
	Menor flujo de hidrocarburo hacia el separador durante contingencia.	M
	Alta Presión en el múltiple de estrangulación.	B
	Alta Presión en el separador lodo-gas.	B
	Alto Nivel de líquidos en los separadores lodo-gas.	M
	Pérdida de contención por corrosión severa en el desgasificador y quemador.	B
	Quemado deficiente de gases.	B
Flujo inverso de a flama del quemador.	B	
Nodo 5. Tanques de almacenamiento de diésel, bombas de	Alto nivel de diésel en el tanque horizontal de almacenamiento de diésel.	M
	Bajo nivel de diésel en tanque horizontal de almacenamiento.	B
	No flujo de diésel en línea de alimentación a motores de combustión interna del equipo.	B

Nodo	Desviación HAZOP	Grado de Riesgo por Desviación
suministro y generadores eléctricos.	Bajo flujo de diésel en línea de alimentación a motores de combustión interna del equipo.	B
	Mayor temperatura al ambiente en tanque de almacenamiento de diésel.	M
	Generación de potencia diferente al diseño del equipo.	B
	Acoplamiento deficiente de los generadores.	B
	Paro de suministro de energía eléctrica.	M
Nodo 6. Perforación de pozo de extracción de gas de hidrocarburo de acuerdo a diseño.	Más presión en el pozo durante la perforación del pozo.	M
	Menos nivel en el tanque de viaje durante la perforación.	M
	Presencia de gas en las tuberías de circulación de circulación.	M
Nodo 7. Terminación de pozo Mareógrafo 200DES.	No hay flujo de lechada de fluidos para la cementación de pozo.	B
	Menos flujo circulación de la lechada de cemento, colchones, espaciadores o fluidos de desplazamiento	M
	Altas presiones durante la operación de cementación.	B
	Altas temperaturas en los equipos de cementación.	B
	Más flujo de fluido en las líneas de alta y baja presión.	B
	Baja presión de operación requerida para un determinado trabajo de cementación.	B
Composición diferente o variación de las propiedades físicas y mecánicas de la lechada.	B	

Nodo	Desviación HAZOP	Grado de Riesgo por Desviación
	No se lleva a cabo el cañoneo para la comunicación entre el pozo y la formación.	B
	Deficiente cañoneo para la comunicación entre el pozo y la formación.	B
Nodo 8. Línea de descarga de pozo Mareógrafo 200DES	Bajo flujo en la línea de descarga del pozo hacia el cabezal de producción.	M
	Más presión en la línea de descarga del de pozo Mareógrafo-200DES	M
	Menos presión en la línea de descarga del pozo.	B
	Alta corrosión externa en línea de descarga del pozo.	B
	Alta corrosión interna en el cabezal y línea de descarga recolección del pozo.	M
	Pérdida de contención del producto en la línea de descarga y cabezal.	M

Tabla 1.4.2.3 Resultados de grados de riesgo por desviaciones HAZOP.

Categoría o actividad	Peligro	Grado de Riesgo
Instalación de equipo de perforación	Descargue de herramienta y/o equipo.	M
	Presencia de fauna nociva.	M
	Afectación en la compactación de suelo.	B
	Tropiezo o caída del personal.	B
	Deshidratación del personal.	M
	Bloqueo de acceso o vías de comunicación por causas ajenas a la empresa.	M
	Delincuencia organizada en alrededores del	B

Categoría o actividad	Peligro	Grado de Riesgo
	campamento.	
Mudanza llegada a sitio (traslado de vehículos, materiales y equipo).	Choque con vehículos durante el traslado.	M
	Exceso de velocidad del vehículo de traslado.	M
	Camino en mal estado.	M
	Condiciones atmosféricas adversas.	M
	No hay carro piloto preventivo de la caravana.	M
Terminación de pozo Mareógrafo-200DES.	Daño a especies y flora del sitio.	B
	Emisiones a la atmosfera.	B
	Choque con vehículos durante el traslado.	M
	Derrames o vertimiento de materiales o residuos peligrosos.	M
	Generación de residuos sólidos urbanos.	M
	Generación de Residuos peligrosos y/o residuos peligrosos especiales.	M
	Formación de atmosferas peligrosas por gases tóxicos, polvos, neblinas, vapores, etc.).	B
	Cargas suspendidas o maniobras de izaje.	M
	Manejo de energía eléctrica (corriente o voltaje).	B
	Manejo y condiciones de herramienta	M
	Trabajos de levantamiento de cargas y movimiento de equipo manualmente.	M
	Equipo o partes en movimiento.	M
	Exposición a niveles peligrosos de ruido.	B
Exposición a niveles peligrosos de vibración	B	

Categoría o actividad	Peligro	Grado de Riesgo
	Temperaturas elevadas.	M
Desmantelamiento del equipo de perforación	Desarticular y desvestir equipo.	M
	Golpes al instalar árbol de terminación de pozo.	M
Línea de descarga de gas del área contractual Mareógrafo	Aspectos ambientales.	M
Recolección de gas natural por la línea de descarga al cabezal y transporte por gasoducto a ventas.	Daño a las instalaciones.	M

Tabla 1.4.2.4 Resultados de grados de riesgo por desviaciones HAZID.

Las hipótesis generadas para la simulación y evaluación de las consecuencias de los riesgos se realizan en tal caso para los riesgos clasificados como Riesgo no tolerable y Riesgo ALARP respectivamente.

En este caso se utilizaron las desviaciones de mayor grado encontradas durante la elaboración del HAZOP y HAZID de las diferentes etapas de la perforación del pozo Mareógrafo 200DES con el equipo de perforación estos mismos escenarios fueron descritos en el formato de simulaciones que se muestra en el **Anexo 6**.

Se obtuvieron 5 escenarios en función del resultado al grado de riesgo que representan los materiales que se maneja en la instalación, en dichos escenarios para realizar la evaluación y aplicación de la metodología de análisis de consecuencias, esta hipótesis se lista en la Tabla 1.4.2.5.

Hipótesis	Descripción
H1	Fuga gas natural en el sistema de preventores durante las etapas de perforación.
H2	Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación.
H3	Fuga de gas natural por unión bridada en la válvula lateral del árbol de válvulas.
H4	Fuga de gas de natural por poro de corrosión en la línea de descarga. (20% del diámetro de la línea)
H5	Fuga de gas natural por ruptura de línea de descarga.

Tabla 1.4.2.5 Hipótesis de los escenarios seleccionados para el análisis consecuencias.

2.-DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LA INSTALACION.

2.1 Radios potenciales de afectación.

Debido a que los algorítmicos físico-químicos que simulan el comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias de ésta (radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica), son de gran complejidad, se hace necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software PHAST (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso), aceptado por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) y la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA) y la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).

El desarrollo del análisis de consecuencias se realizó de acuerdo con los requerimientos, estándares y consideraciones sobre criterios técnicos internacionales y nacionales de



diferentes organizaciones gubernamentales, así como entidades privadas para simular Escenarios de Riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en Instalaciones industriales y costa fuera, cumpliéndose y justificándose cada parámetro, valor o información incluida en los requerimientos del simulador PHAST ver. 6.5.

Sustancia	No. CAS
Gas Natural	8006-14-2

Referencia: * LAAR= Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

Tabla 2.1.1 Lista de sustancias manejadas en el análisis de consecuencias.

Las mezclas ingresadas al simulador por ningún motivo deben ser consideradas sustancias puras, para este caso las mezclas tipo se determinaron mediante información proporcionada por la compañía Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., Tabla 2.1.2

Nombre de la Sustancia	Composición % mol			
Gas de Natural	Metano	97.381	Nitrógeno	0.13
	Propano	0.009	Bióxido de carbono	2.143
	Etano	0.337		

Tabla 2.1.2 composición de la mezcla utilizada en las simulaciones.



Criterios de tiempos de duración de las fugas.

Los criterios están de acuerdo con el *Guidelines for quantitative risk assessment* CPR18E (Purple book ed. 1999) de TNO y se indican en la Tabla 2.1.3

Situación	Duración de la Fuga de Escape	
	Ruptura Total	Ruptura Parcial
Válvula operada remotamente y existencia de detectores.	2 minutos	5 minutos
Válvula manual y existencia de detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula operada remotamente sin detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula manual sin detectores.	10 minutos	20 minutos

Referencia: "Guidelines for Quantitative Risk Assessment" CPR18E (Purple Book ED. 1999)

Tabla 2.1.3 Criterios para Asignar Tiempos de Duración de las Fugas.

Otra forma para poder hacer cumplir este parámetro puede ser bajo los criterios de la **EPA 40 CFR 68.25**, la cual sugiere que se puede determinar el flujo másico de la fuga a las condiciones de proceso y se calcula un inventario de aproximadamente 10 minutos para cada escenario.

Evaluación de Variables meteorológicas y selección de la estabilidad de Pasquill.

Para el comportamiento en la dispersión de las sustancias liberadas, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) recomienda la estabilidad F (Según Pasquill), asociada a una velocidad promedio de viento de 1.5 m/s y, sin embargo, se realizó un estudio de valores promedio de las variables meteorológicas (temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento, estabilidad atmosférica, dirección del viento y presión atmosférica) de por lo menos 3 años recientes. Esta información se

obtuvo de las normales climatológicas del servicio meteorológico nacional, resultando de la interacción de los parámetros en especial la velocidad promedio del viento la cual se pasó con un análisis dimensional de 5.5 m/s permitió considerar la estabilidad E, según Pasquill, todo lo anterior basado en la Tabla 2.1.4.

Velocidad del viento en la superficie, (m/s)	Radiación Solar durante el día		Condiciones en la noche		A cualquier hora	
	Fuerte	Moderada	Ligera	Ligeramente nublado o > 4/8 de nubosidad	> 3/8 despejado	Fuertemente nublado
< 2	A	A – B	B	F	F	D
2 – 3	A – B	B	C	E	F	D
3 – 4	B	B – C	C	D	E	D
4 – 6	C	C – D	D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D	D
Condiciones de Pasquill	Atmosfera		Condiciones esperadas en el sitio			
A	Muy inestable		Totalmente soleado con vientos ligeros.			
A/B	Inestable		Como A solo que menos soleado y con más vientos.			
B	Inestable		Como A/B solo que menos soleado y con más vientos.			
B/C	Moderadamente inestable		Sol y vientos moderados.			
C	Moderadamente inestable		Mucho sol o muchos vientos.			
C/D	Moderadamente inestable		Sol moderado con mucho viento.			
D	Neutral		Poco sol y mucho viento o nublado con mucho viento.			
E	Moderadamente estable		Menos sol y menos vientos que D, se considera de noche			
F	Estable		Noche con nublado moderado y viento ligero			
G	Muy estable		Existe posibilidad de niebla.			

Tabla 2.1.4selección de las Condiciones de Pasquill para el análisis de consecuencias.

Dirección de la fuga.



Para las simulaciones de las fugas (en equipos, líneas de proceso, ductos, etc.), se evalúa de manera preliminar el posicionamiento del equipo o línea de proceso asociada, considerando las posibles direcciones que pudieran presentarse en cada caso, con objeto de determinar qué tan diferentes son las consecuencias y los radios de afectación y decidir en base a estos resultados, cual dirección es la que debe ser considerada.

En este caso específico para el análisis del equipo de perforación se realizaron recorridos de campo para poder definir la orientación de la fuga siendo concluyente adoptar el criterio de considerar fugas horizontales en los escenarios asociados en equipos en zonas libres (fuera de las casetas). En los casos en que la fuga sea de escenarios de la línea de descarga al no contar con opciones en el simulador para simular con alturas negativas, se considerará una dirección de fuga horizontal con choque, que es la de mayor impacto y la que mejor modela lo que ocurre ya que en este caso, es de esperarse que una fuga impacte bien sea con el piso, disminuyendo de esta forma rápidamente la velocidad del material fugado y contribuyendo a la formación de la nube o charco en lugar de su dispersión de forma libre.

Inventario de fuga

Al determinar el inventario del material o sustancia peligrosa que se puede fugar o derramar, en proceso, transporte o almacenamiento, dar crédito a los valores máximos establecidos en controles administrativos que limitan estas cantidades o bien, considerar los casos en los que, por razones operativas, los inventarios pueden alcanzar valores máximos. Normalmente el inventario lo podemos calcular basados en la producción proyectada del pozo o en de no tener un dato exacto podemos utilizar la producción asociada en un pozo de la macropera sujeta a estudio.

En el caso de los pozos

- A. El yacimiento debe ser considerado como un recipiente enterrado a una profundidad que no representa un riesgo.



B. En cuanto a posibles fugas:

b.1) Si la fuga se considera en la salida del pozo a la superficie, el inventario total es el que se fuga hasta que esta es bloqueada.

b.2) Si la fuga se presenta en una línea superficial o enterrada, el inventario se calcula como la suma del inventario que se fuga más el inventario que se queda atrapado entre las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga, se calcula con la fórmula 1.

$$IF = (Fm * t) + \left\{ \left[\left(\frac{\pi * d^2}{4} \right) * D \right] * \rho \right\} \dots\dots\dots \text{ecuación 1}$$

Donde:

IF = Inventario de fuga (kg).

Fm = Flujo másico (kg/seg).

t = Tiempo que transcurre desde que se presenta la fuga, hasta que esta es aislada cerrando las válvulas de seccionamiento (seg).

d = Diámetro de la tubería (m)

D = Distancia que existe ente las válvulas de seccionamiento que aíslan la fuga (m).

p = Densidad de la sustancia (kg/m³)

Área del dique. Si aplica.

Tipo de superficie. Seleccionar: Tierra seca, tierra húmeda, concreto, otra.

Tipo de recipiente: Vertical, horizontal, esférico, u otro.

Altura hidráulica: Altura del material o sustancia peligrosa dentro del recipiente, a partir del nivel que se encuentra la fuga.



Temperatura y presión: Temperatura y presión a la que se encuentra la sustancia en el proceso.

Evaluación de Variables operación e inventarios a considerarse para el análisis de consecuencias de los eventos seleccionados.

Con el análisis de la información se pudo definir las diferentes corrientes, así como identificar los flujos, presiones y temperatura a la cual dichas corrientes podrían encontrarse; para la modelación se consideraron las mayores presiones a fin de que las consecuencias obtenidas fueran representativas de todas las secciones donde pudieran encontrarse estas corrientes, ver la siguiente tabla.

Escenario	Presión psi	Temperatura °C	Flujo m ³	Referencia
CMM-MAR200DES-001-CMP	464.03	150	114644.3827	Programa de perforación del pozo Mareógrafo 200DES.
CMM-MAR200DES-002-CMP	464.03	150	114644.3827	
CMM-MAR200DES-003-CMP	14.06	30	229288.7655	Información de tecnología de proceso referente a la ingeniería de la instalación.
CMM-MAR200DES-004-CMP	14.06	30	229288.7655	
CMM-MAR200DES-005-PC	14.06	30	229288.7655	

Tabla 2.1.5 Condiciones de operación a considerar en el análisis de consecuencias.

Diámetro equivalente de fuga (DEF):

De acuerdo con la tabla 5.4 del apartado 3 de la norma de la norma API 581, el diámetro equivalente de fuga es ¼" según la recomendación para fugas menores. Las fugas de ¼", fugas pequeñas (S), son las más probables, sin embargo, en los casos en los que



para fugas de 1/4" no se observen consecuencias con el potencial de causar daño a los niveles de afectación mencionados anteriormente, se estudian también fugas de tamaño mediano, para lo cual se usa un tamaño de 1", fugas medianas (M).

Por otra parte, se tomó la consideración sugerida en esta guía para simular el escenario CMP-004 por un diámetro de fuga equivalente al 20% del diámetro nominal y en el escenario PC-005 un peor caso equivalente a la ruptura total de la línea de descarga (LDD) con estas consideraciones técnicas se tiene un importante número de eventos representativos de los riesgos asociados a las actividades descritas en este proyecto.

Si un diámetro de fuga debe ser registrado en la estadística, pero por su forma o tamaño no es posible establecerlo de manera directa (es decir, que no tiene forma de orificio, como el que se presenta por rotura de una línea de instrumentos), entonces el diámetro equivalente de fuga.

Valores Umbrales para radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica.

Para la evaluación de consecuencias de los escenarios se tomarán los dos parámetros de riesgos solicitados por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), para poder evaluar los daños a posibles receptores humanos y bióticos de las zonas aledañas a la periferia bajo estudio, Tabla 2.1.6

Efecto	Criterios de la SEMARNAT	
	Zona de amortiguamiento	Zona de riesgo
Radiación térmica	1.4 kW/m ²	5.0 kW/m ²
Sobrepresión	0.5 psi	1.0 psi
Dispersión tóxica	TLV	IDLH
<p>⁽¹⁾IDLH (Immediately Dangerous to Life or Health). Concentración máxima de una sustancia en aire que un trabajador con buen estado de salud general puede soportar durante treinta minutos sin desarrollar síntomas, que disminuyan su capacidad de realizar una evacuación de emergencia y sin sufrir daños irreversibles.</p> <p>⁽²⁾TLV₁₅ (Theshold Limit Values). Máxima concentración a la que la mayoría de los trabajadores puede exponerse por un periodo continuo de hasta quince minutos sin sufrir irritaciones, cambios crónicos o irreversibles en los tejidos o narcosis que reduzca su eficacia, le predisponga al accidente o dificulte las reacciones de defensa.</p>		

Tabla 2.1.6 Valores Umbrales de afectación a reportar.

Para interpretar o inferir los daños ocasionados a la población, a la instalación, y al medio ambiente a partir de las consecuencias conocidas de cada escenario se requieren datos de las equivalencias de efecto Vs. Daños. Los eventos que se pueden presentar se espera que produzcan principalmente las siguientes afectaciones:

- Radiación
- Sobrepresión
- Toxicidad

En la Tabla 2.1.7 se describen los efectos de los valores de intensidad de Radiación Térmica.

Valor umbral					Descripción
kW/m ²	MW/m ²	W/m ²	BTU/pie ² h	BTU/pie ² s	
1.40	0.0014	1400.00	443.798	0.123277	<p>Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal).</p> <p>Se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial</p>
5.00	0.0050	5000.00	1584.99	0.440275	<p>Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos.</p> <p>Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado.</p> <p>El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado; Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55.0 C aparecen ampollas</p>
12.50	0.0125	12500.00	3962.48	1.10069	<p>Extensión del incendio.</p> <p>Fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos.</p> <p>La madera puede prender después de una larga exposición 100.0 % de letalidad.</p>

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química, MAPFRE.

Tabla 2.1.7 Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica.

En la Tabla 2.1.8 se presentan los valores umbrales para la vulnerabilidad de los materiales, cuando se presenta un evento de radiación térmica.

Radiación (kW/m ²)	Material	Radiación (kW/m ²)	Material
60.0	➤ Cemento	33.0	➤ Madera (Ignición)
40.0	➤ Cemento prensado	30.0 – 300.0	➤ Vidrio
200.0	➤ Hormigón armado	400.0	➤ red de ladrillos
40.0	➤ Acero	12.0	➤ Instrumentación

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química MAPFRE.

Tabla 2.1.8 Vulnerabilidad de Materiales a la radiación.

La Tabla 2.1.9 se indica los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado "Flash Fire".

Personas u objetos	Descripción
Fuera de la nube	Como la duración del fenómeno es muy corta el daño es limitado y muy inferior.
Dentro de la nube sometidos a un contacto directo con la llama.	<p>Las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos.</p> <p>La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes.</p> <p>En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducirá la superficie del cuerpo expuesta (se considera en general que solo se irradia el 20.0 % de esta superficie que comprendería la cabeza 7.0 %; manos 5.0 % y los brazos 8.0 %).</p> <p>En el caso de personas situadas en el interior de viviendas, probablemente estarán protegidas – aunque sea parcialmente - de la llamarada, pero estarán expuestas a fuegos secundarios provocados por la misma.</p>

Fuente: Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química, MAPFRE.

Tabla 2.1.9 Efectos esperados durante un Flash Fire.

La Tabla 2.1.10 muestra los efectos generados a los diferentes niveles de sobrepresión sobre instalaciones y sobre el personal que reciba el impacto de la sobrepresión, cabe señalar que estos valores fueron con los cuales se realizaron las simulaciones para el evento de sobrepresión.

Valor umbral				Descripción
mbar	bar	kPa	psi	
34.5	0.0345	3.45	0.5	Destrucción de ventanas, con daño a los marcos y bastidores. Daños menores a techos de casa. Daños estructurales menores.
69.0	0.069	6.9	1.0	Demolición parcial de casas, que quedan inhabitables, la máxima velocidad del viento es de 79.7 km/h
137.9	0.137	13.7	2.0	Límite de la "Zona de intervención" según la Directriz Básica de accidentes mayores; Dislocación / colapso de paneles, paredes y techos. Colapso parcial de paredes y techos de casas. Límite inferior de daño serio estructural.

Fuente: **Análisis y Reducción de Riesgos en la Industria Química, MAPFRE**

Tabla 2.1.10 Efectos esperados por sobrepresión.

A continuación se describen cada uno de los escenarios de riesgo, así como los resultados de la simulación de consecuencias. En el **Anexo 6** se muestran las memorias de cálculo de los resultados del simulador.

Hipótesis 1 CMP. Emisión de gas natural por la unión bridada del preventor anular o esférica, por un orificio de diámetro equivalente de 1", debido a un descontrol de pozo que provoca un brote de gas natural la cual se presenta a condiciones de 6600 Psi y 150°C, para este evento se considera un inventario de 114 644.3827 m³. Se considera un tiempo de detección y atención de fuga de 5 min al existir un sistema de corte o aislamiento operada remotamente y existencia de detectores. Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados se muestran en la Tabla 2.1.11

Velocidad de Viento: 5.5 m/s y estabilidad atmosférica E											
Variable	Radiación Térmica (kW/m ²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	Jet Fire			Late Pool Fire			Flash Fire		Late Ignition		
Masa (kg)	104155								104155		
Valores de referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	3.0
Distancia (m)	116.80	83.63	69.41	NA	NA	NA	39.54	94.5	140.5	120.7	104.9

NA= No se Alcanza.

Tabla 2.1.11 Fuga gas natural en el sistema de preventores durante las etapas de perforación.

Hipótesis 2 CMP. Fuga de gas natural por descontrol de Pozo Mareógrafo 200DES durante la etapa 4 de perforación al introducir la tubería de revestimiento a través del espacio anular, con las siguientes medidas: Diámetro de agujero 6 1/8"; diámetro de TR de 7" (1865 m de profundidad de la perforación). Se considera un diámetro equivalente de 7" y tiempo de detección/atención de fuga de 5 min al existir un sistema de corte o aislamiento operada remotamente y existencia de detectores. Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados se muestran en la Tabla 2.1.12

Velocidad de Viento: 5.5 m/s y estabilidad atmosférica E											
Variable	Radiación Térmica (kW/m ²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	Jet Fire			Late Pool Fire			Flash Fire		Late Ignition		
Masa (kg)	104155								104155		
Valores de referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	3.0
Distancia (m)	304.60	162.3	83.46	NA	NA	NA	12.58	34.1	157.2	107.4	67.78

NA= No se Alcanza.

Tabla 2.1.12 Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación.

Hipótesis 3 CMP. Fuga de gas natural por unión bridada de la válvula lateral del árbol de válvulas, debido a falla de empaque de la brida. Se presenta por un orificio con diámetro equivalente de 1", a 200 psi y 30°C. Se considera un tiempo de detección y atención de fuga de 5 min al existir un sistema de corte o aislamiento operada remotamente y existencia de detectores. Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados se muestran en la Tabla 2.1.13.

Velocidad de Viento: 5.5 m/s y estabilidad atmosférica E											
Variable	Radiación Térmica (kW/m ²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	Jet Fire			Late Pool Fire			Flash Fire		Late Ignition		
Masa (kg)	208310								208310		
Valores de referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	3.0
Distancia (m)	21.76	17.10	14.14	NA	NA	NA	7.32	11.97	20.00	16.08	12.96

NA= No se Alcanza.

Tabla 2.1.13 Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación.

Hipótesis 4 CMP. Fuga de gas por un poro con diámetro equivalente a 0.60" (20% del diámetro) en la línea de descarga, debido a corrosión o falta de mantenimiento. Se consideró un inventario de 229288.7655 kg, con condiciones de 200 psi y 30°C. Se considera un tiempo de detección y atención de fuga de 10 min al existir un sistema de corte o aislamiento operada remotamente y existencia de detectores. Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados se muestran en la Tabla 2.1.14.

Velocidad de Viento: 5.5 m/s y estabilidad atmosférica E											
Variable	Radiación Térmica (kW/m ²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	Jet Fire			Late Pool Fire			Flash Fire		Late Ignition		
Masa (kg)	208310								208310		
Valores de referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	3.0
Distancia (m)	7.32	4.35	3.91	NA	NA	NA	21.67	34.57	51.3	42.97	36.32

NA= No se Alcanza.

Tabla 2.1.14 Fuga de gas de natural por poro en la línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES.

Hipótesis 5 PC. Fuga de gas natural por ruptura de línea debido a golpe accidental con maquinaria al realizar trabajos de mantenimiento. Se consideró un inventario de 393.52 a 200 psi y 30°C. Se considera un tiempo de detección y atención de fuga de 10 min. Al existir un sistema de corte o aislamiento operada remotamente y existencia de detectores. Una vez ingresados los datos al simulador PHAST, los resultados se muestran en la Tabla 2.1.15.

Velocidad de Viento: 5.5 m/s y estabilidad atmosférica E											
Variable	Radiación Térmica (kW/m ²)								Sobrepresión (psi)		
Evento	Jet Fire			Late Pool Fire			Flash Fire		Late Ignition		
Masa (kg)	208310								208310		
Valores de referencia	1.4	5.0	12.5	1.4	5.0	12.5	LFL	0.5 LFL	0.5	1.0	3.0
Distancia (m)	59.58	31.83	19.61	NA	NA	NA	90.56	150.6	241.08	205.4	177.03

NA= No se Alcanza.

Tabla 2.1.15 Fuga de gas natural por ruptura de línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES.

En el **Anexo 6** se muestra la representación de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento en los planos CMM-MAR200DES-001-CMP, CMM-MAR200DES-002-CMP, CMM-MAR200DES-003-CMP, CMM-MAR200DES-004-CMP y CMM-MAR200DES-005-CMP donde pueden verse las afectaciones a la instalación.

2.2 Interacción de riesgos.

Realizar un análisis y evaluación de posibles interacciones de riesgo con otras áreas, equipos o instalaciones próximas a la instalación que se encuentren dentro de la Zona de Alto Riesgo.

Los eventos para la **hipótesis 1 CMP**, Fuga gas natural en el sistema de preventores durante las etapas de perforación. Son los siguientes:

1. **Dispersión de la nube.** Al momento de darse la Fuga gas natural en el sistema de preventores durante las etapas de perforación, la mezcla se libera a una velocidad de 500.00 m/s a una razón de 26.04 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase gaseosa a temperatura y presión de operación, la mezcla está formada en su mayoría hidrocarburos ligeros que al igualar las condiciones ambientales del sitio durante la fuga no se presentaran una fracción líquida, por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores.

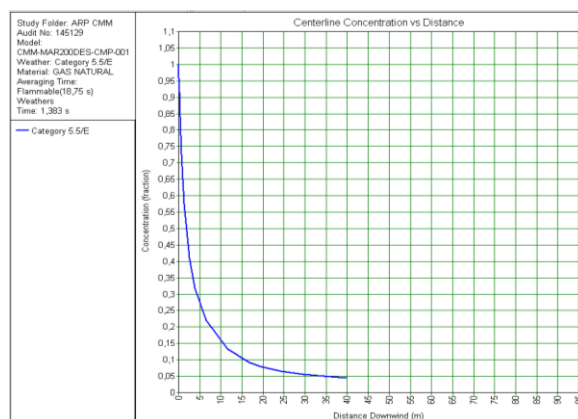


Figura 2.2.1. Grafica de dispersión contra distancia CMP-001.

- Flamazo (Flash Fire).** La concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales en cuestión de ppm y oxígeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de ignición quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 39.54 m se esperan que las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición de la ropa. La probabilidad de muerte es muy alta, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 94.50 m, como la duración es muy corta el daño es limitado.

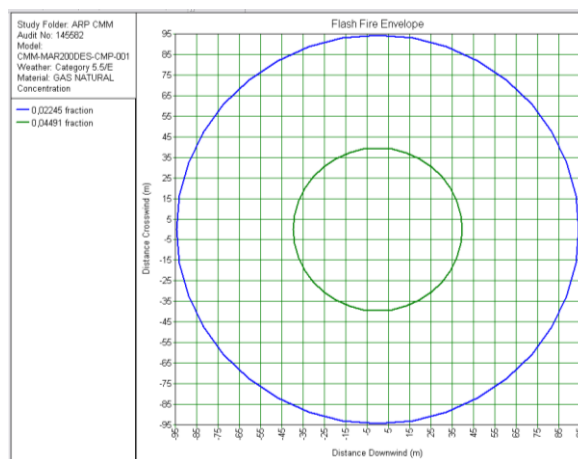


Figura 2.2.2. Grafica de afección por flamazo CMP-001.

- El Dardo de fuego (Jet Fire)** se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la

descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar efectos de radiación térmica.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzara a una distancia de 83.63 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra el equipo de perforación que pudiesen exponer su integridad mecánica, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzara a 116.80 m, esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

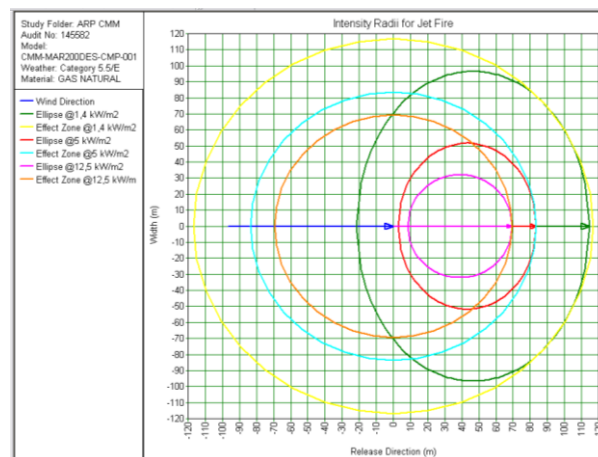


Figura 2.2.3. Grafica deafección por Jet Fire CMP-001.

4. Explosión tardía (Late ignition). La nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 90 m pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 120.74 m para 1.0 PSI

(zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de perforación, por último a 140.54 m para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión y en vehículos cercanos al evento, en cuanto al aspecto vecinal o propiedades de terceros no se encontraron áreas de interés cercanas a este evento, ya que está aisladas de la comunidad.

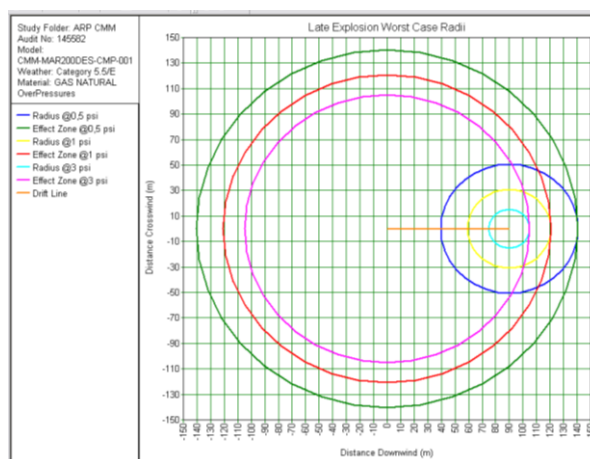


Figura 2.2.4. Grafica de afección por sobrepresión CMP-001.

Los eventos para la hipótesis 2 CMP, Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación. Son los siguientes:

- 1. Dispersión de la nube.** Al momento de darse la Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación, la mezcla se libera a una velocidad de 500.00 m/s a una razón de 348.14 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase gaseosa a temperatura y presión de operación, la mezcla está formada en su mayoría hidrocarburos ligeros que al igualar las condiciones ambientales del sitio durante la fuga no se presentaran una fracción líquida, por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores.

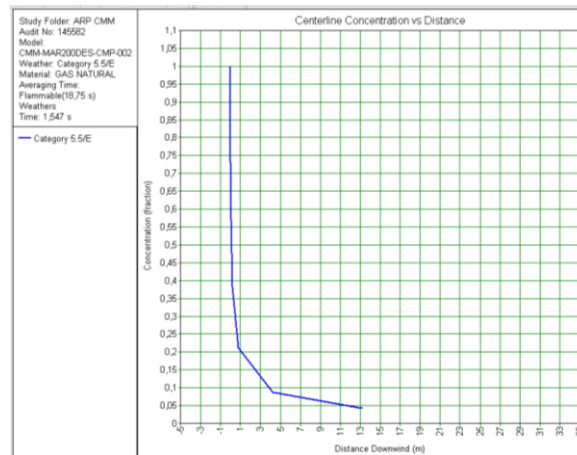


Figura 2.2.5. Grafica de dispersión contra distancia CMP-002.

2. **Flamazo (Flash Fire).** La concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales en cuestión de ppm y oxígeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de ignición quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 12.58 m se esperan que las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición de la ropa. La probabilidad de muerte es muy alta, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 34.14 m, como la duración es muy corta el daño es limitado.

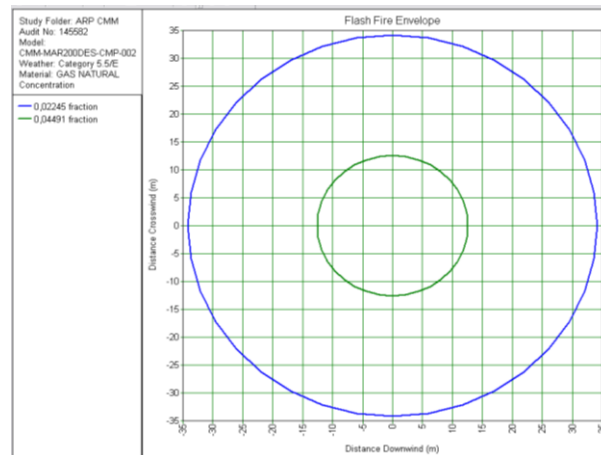


Figura 2.2.6. Grafica de afectación por flamazo CMP-002.

3. **El Dardo de fuego (Jet Fire).** Se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar efectos de radiación térmica.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzara a una distancia de 162.31 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra el equipo de perforación que pudiesen exponer su integridad mecánica y las áreas de maniobras de la macropera, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzara a 304.60 m, esta

marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

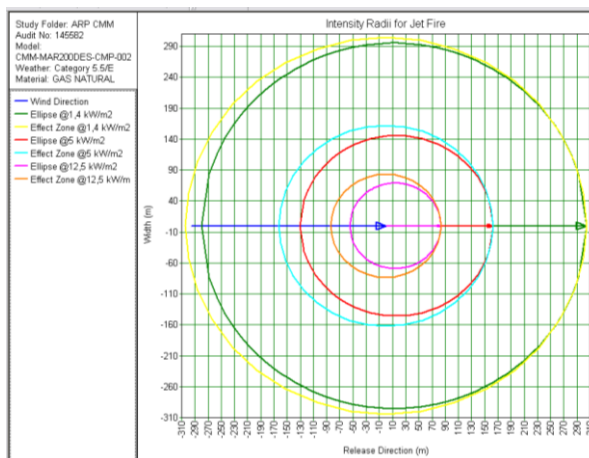


Figura 2.2.7. Grafica de afección por Jet Fire CMP-002.

4. Explosión tardía (Late ignition). La nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 30 m pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 104.49 m para 1.0 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de perforación, por último a 157.29 m para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión y en vehículos cercanos al evento, en cuanto al aspecto vecinal o propiedades de terceros no se encontraron áreas de interés sin embargo llamaría la atención de las propiedades que se encuentran aledañas a la zona de perforación cercanas a este evento.

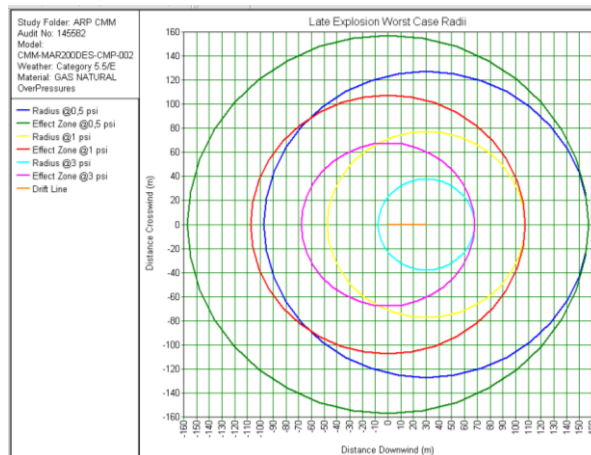


Figura 2.2.8. Grafica de afección por sobrepresión CMP-002.

Los eventos para la **hipótesis 3 CMP**, Fuga de gas natural por unión bridada en la válvula lateral del árbol de válvulas. Son los siguientes:

- 1. Dispersión de la nube.** Al momento de darse la Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación, la mezcla se libera a una velocidad de 500.00 m/s a una razón de 1.13 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase gaseosa a temperatura y presión de operación, la mezcla está formada en su mayoría hidrocarburos ligeros que al igualar las condiciones ambientales del sitio durante la fuga no se presentaran una fracción liquida, por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores.

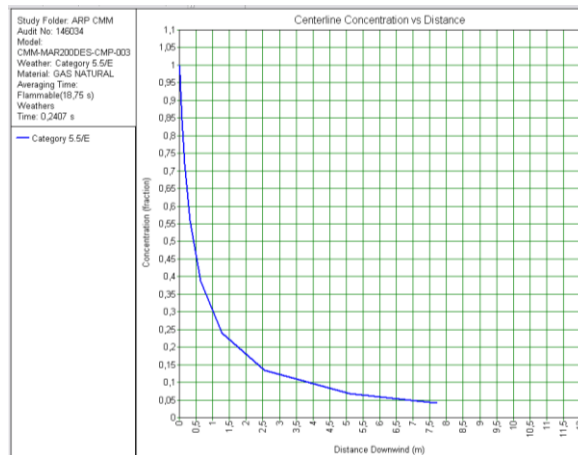


Figura 2.2.9. Grafica de dispersión contra distancia CMP-003.

2. Flamazo (Flash Fire). La concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales en cuestión de ppm y oxígeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de ignición quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 7.32 m se esperan que las personas sufrirán quemaduras graves de 2º grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3º y 4º grado por la ignición de la ropa. La probabilidad de muerte es muy alta, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 11.97 m, como la duración es muy corta el daño es limitado.

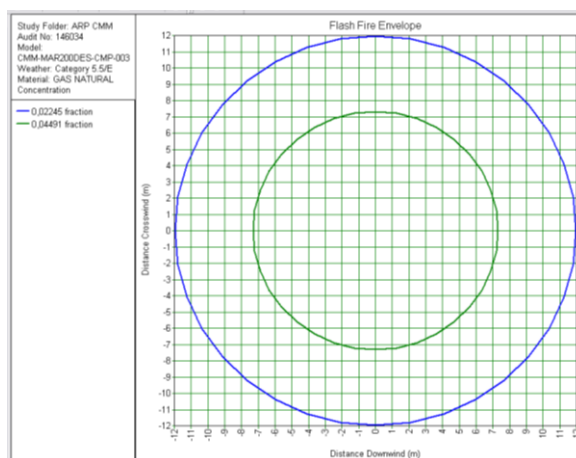


Figura 2.2.10. Grafica de afección por flamazo CMP-003.

3. **El Dardo de fuego (Jet Fire)** se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar efectos de radiación térmica.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzara a una distancia de 17.10 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra el equipo de perforación que pudiesen exponer su integridad mecánica, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzara a 21.76 m, esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

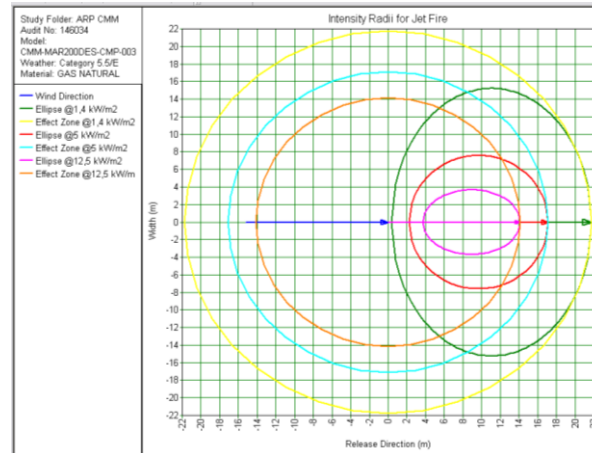


Figura 2.2.11. Grafica de afección por Jet Fire CMP-003.

4. Explosión tardía (Late ignition). La nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 30 m pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 16.08 m para 1.0 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de perforación, por último a 20.00 m para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión y en vehículos cercanos al evento, en cuanto al aspecto vecinal o propiedades de terceros no se encontraron áreas de interés sin embargo llamaría la atención de las propiedades que se encuentran aledañas a la zona de perforación cercanas a este evento.

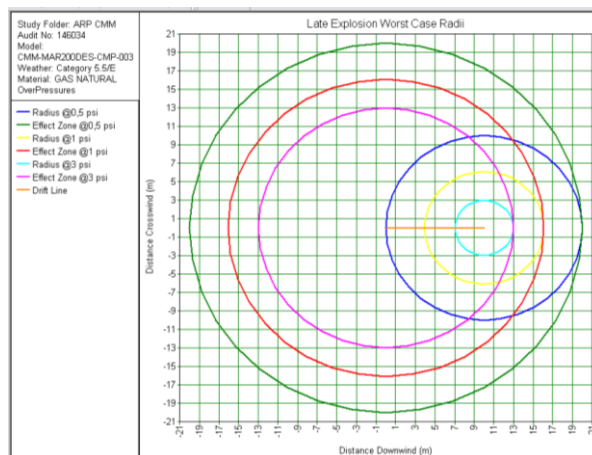


Figura 2.2.12. Grafica de afección por sobrepresión CMP-003.

Los eventos para la **hipótesis 4 CMP**, Fuga de gas de natural por poro en la línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES equivalente al 20% de su diámetro son los siguientes:

- 1. Dispersión de la nube.** Al momento de darse la Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación, la mezcla se libera a una velocidad de 500.00 m/s a una razón de 0.040 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase gaseosa a temperatura y presión de operación, la mezcla está formada en su mayoría hidrocarburos ligeros que al igualar las condiciones ambientales del sitio durante la fuga no se presentaran una fracción líquida, por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores.

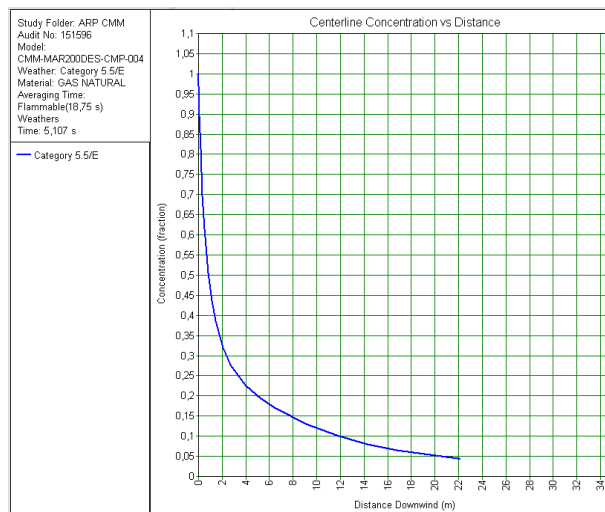


Figura 2.2.13. Grafica de dispersión contra distancia CMP-004.

2. Flamazo (Flash Fire). La concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales en cuestión de ppm y oxígeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de ignición quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 21.67 m se esperan que las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición de la ropa. La probabilidad de muerte es muy alta, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 34.67 m, como la duración es muy corta el daño es limitado.

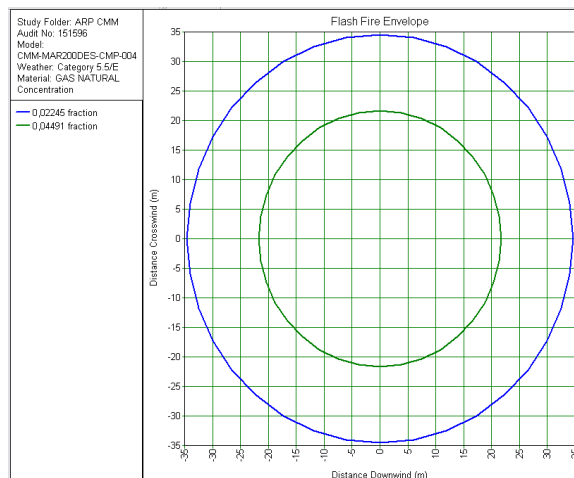


Figura 2.2.14. Grafica de afección por flamazo CMP-004.

3. **El Dardo de fuego (Jet Fire).** Se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar efectos de radiación térmica.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzara a una distancia de 4.03 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra el algún árbol de válvulas adyacente al del pozo Mareógrafo 200DES o una línea de descarga que comparta el derecho de vía y exponer su integridad mecánica, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzara a 7.32 m, esta marca

el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

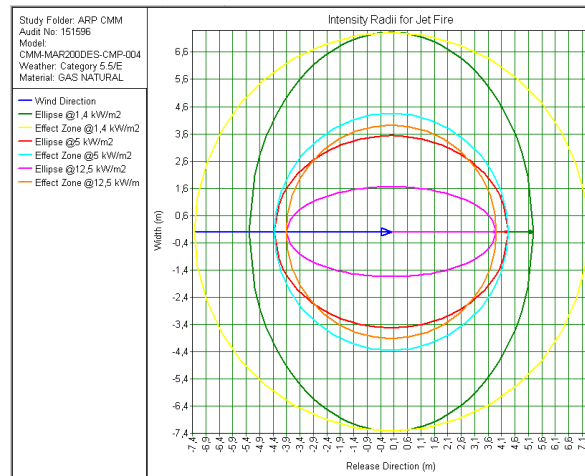


Figura 2.2.15. Grafica de afección por Jet Fire CMP-004.

4. Explosión tardía (Late Ignition). La nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 10 m pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 42.97 m para 1.0 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de perforación, por último a 51.30 m para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión y en vehículos cercanos al evento, en cuanto al aspecto vecinal o propiedades de terceros no se encontraron áreas de interés sin embargo llamaría la atención de las propiedades que se encuentran aledañas a la zona de perforación cercanas a este evento.

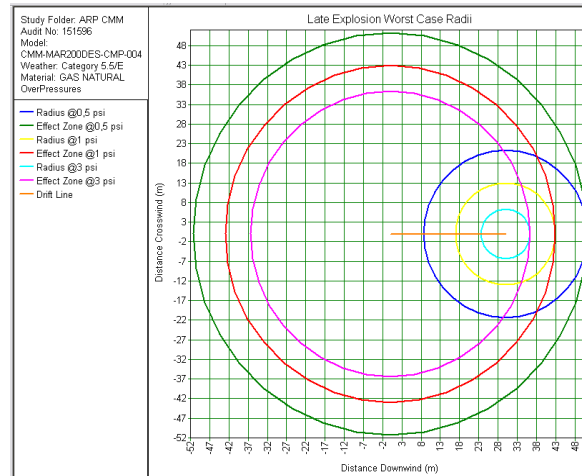


Figura 2.2.16. Grafica de afección por sobrepresión CMP-004.

Los eventos para la **hipótesis 5 PC**, Fuga de gas natural por ruptura de línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES. Son los siguientes:

- 1. Dispersión de la nube.** Al momento de darse la Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación, la mezcla se libera a una velocidad de 500.00 m/s a una razón de 10.05 kg/s, donde la corriente analizada se encuentra en fase gaseosa a temperatura y presión de operación, la mezcla está formada en su mayoría hidrocarburos ligeros que al igualar las condiciones ambientales del sitio durante la fuga no se presentaran una fracción liquida, por lo que la mezcla se presentara como una nube de vapores.

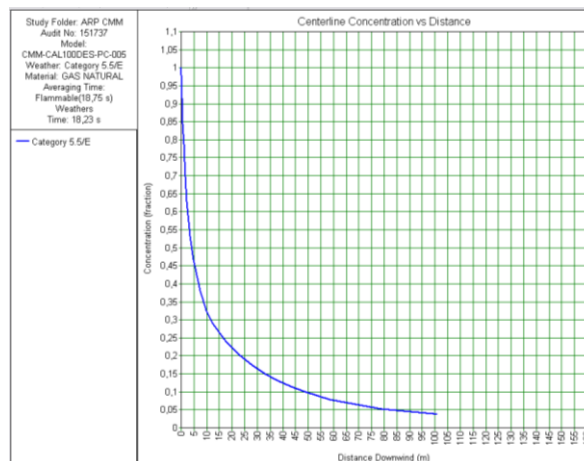


Figura 2.2.17. Grafica de dispersión contra distancia PC-005.

2. Flamazo (Flash Fire). La concentración de vapores una vez alcanzando las condiciones ideales en cuestión de ppm y oxígeno ambiental (21% para cerrar el triángulo del fuego), se propagará hasta el punto de ignición quemando toda la zona ocupada por los vapores, para la zona dentro de la nube "LFL" con una distancia de 90.53 m se esperan que las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición de la ropa. La probabilidad de muerte es muy alta, Aproximadamente morirá 14.0 % de la población sometida a esta radiación con un 20.0% como mínimo de quemaduras importantes, mientras las afectaciones fuera de la nube "LFL 0.5" con una distancia de 150.58 m, como la duración es muy corta el daño es limitado.

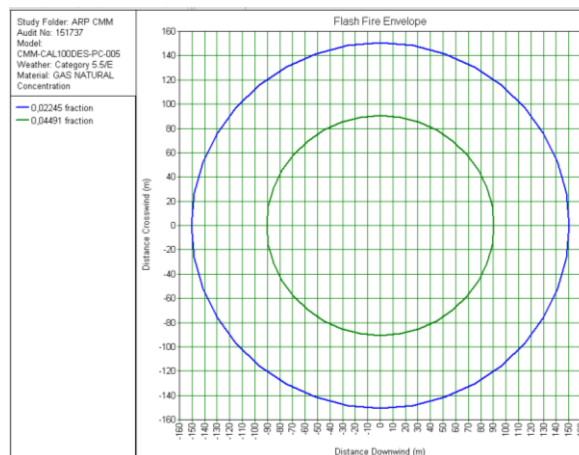


Figura 2.2.18. Grafica deafección por flamazo PC-005.

- El Dardo de fuego (Jet Fire).** Se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura, como la producida por un soplete de oxi-acetileno. Generalmente este evento ocurre cuando un material inflamable ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de la descarga. La nube formada produce el incendio (Jet Fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar efectos de radiación térmica.

Para el escenario bajo estudio se obtuvieron los siguientes radios de afectación; para la zona de riesgo 5 kW/m^2 se alcanzara a una distancia de 31.80 m, el personal expuesto en la zona tendrá quemaduras de segundo y tercer grado si no cuenta con equipo de protección contra fuego, el mayor riesgo es la incidencia de la flama contra el algún árbol de válvulas adyacente al del pozo Mareógrafo 200DES o una línea de descarga que comparta el derecho de vía y exponer su integridad mecánica, finalmente la zona de amortiguamiento con una radiación de 1.4 kW/m^2 se alcanzara a 59.53 m, esta marca el límite mínimo en factor de distancia que debe ser considerada como la zona de combate del evento por los sistemas de mitigación.

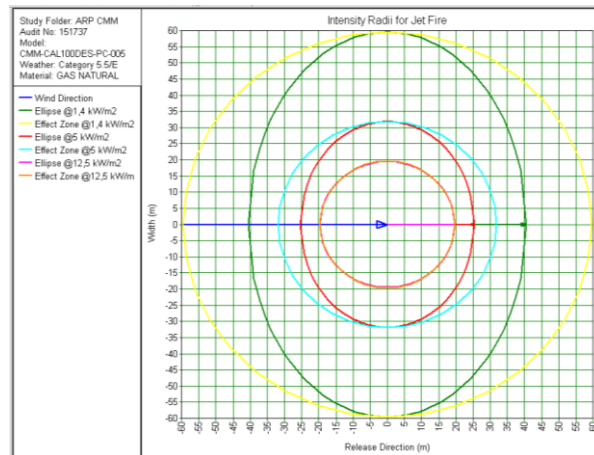


Figura 2.2.19. Grafica de afección por Jet Fire PC-005.

4. Explosión tardía (Late ignition). La nube encuentra su punto de concentración para detonar a los 150 m pero se tiene que considerar que las explosiones son tridimensionales por lo cual las afectaciones de ondas de sobrepresión son las siguientes a partir del punto de: 205.42 m para 1.0 PSI (zona de riesgo) donde podrían existir daños en líneas y equipos de perforación de la instalación, por último a 241.03 m para 0.5 PSI (zona de seguridad) se esperan daños físicos temporales al personal expuesto a la onda de sobrepresión y en vehículos cercanos al evento, en cuanto al aspecto vecinal o propiedades de terceros no se encontraron áreas de interés cercanas a este evento.

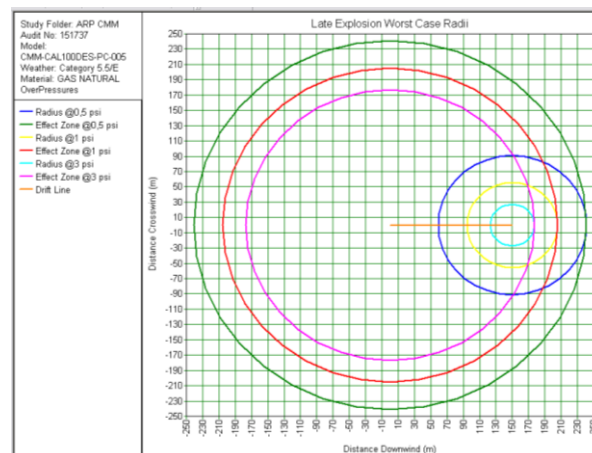


Figura 2.2.20. Grafica de afección por sobrepresión PC-005.

En todos los eventos, lo que más contribuyen a la generación de las fallas, son aquellos que dependen de la intervención humana, por lo que, se hace necesario reforzar los mecanismos de Disciplina Operativa (Disponibilidad, Calidad, Comunicación y Cumplimiento) en los procedimientos de operación, inspección, supervisión de los trabajos de mantenimiento, así como, el seguimiento de a la adquisición de materiales y stock confiable y que cumpla los requisitos de calidad que el área de mantenimiento solicite.

Aunado a esto Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. cuenta con sistemas de protección y seguridad capaces de minimizar los riesgos en caso de ocurrir alguno de los eventos numerados anteriormente estos sistemas son mencionados como protecciones en los análisis HAZOP y HAZID demostrando que siempre se mantienen por lo menos 2 capas independientes de seguridad (pasivas, activas y humanas) , en el apartado 3.1.1 de este estudio serán detallados todos los sistemas con los que cuenta los equipos e instalaciones a desarrollar el proyecto de estudio en el reporte.

Para comprobar de manera cuantitativa la frecuencia de ocurrencia de los escenarios se incluyó un análisis de árboles de fallas desarrollado durante el

análisis de riesgos a procesos de la ingeniería de la obra con lo cual se pueden observar a continuación los siguientes resultados.

Hipótesis	Descripción	Resultado	Probabilidad de Ocurrencia
CASOS MAS PROBABLES			
H1	Fuga gas natural en el sistema de preventores durante las etapas de perforación.	3.18 E-02	0.0323
H2	Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación.	3.11 E-02	0.0315
H3	Fuga de gas natural por unión bridada en la válvula lateral del árbol de válvulas.	1.00 E-02	0.0100
H4	Fuga de gas de natural por poro de corrosión en la línea de descarga.	5.92 E-03	0.0059
PEOR CASO			
H5	Fuga de gas natural por ruptura de línea de descarga.	6.10 E-03	0.0061

Tabla 2.2.1 resultados de los árboles de fallas (FTA).

En el aspecto económico Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. estima invertir hasta \$1,500,000.00 MNX en concepto de medidas de prevención, mitigación y control, de impactos derivados de la obra; Dicha inversión se confirmará conforme al avance del proyecto mismo.

Tomando todos los aspectos y resultados de las metodologías con las que se evaluó y jerarquizo el riesgo de manera cualitativa y cuantitativa así como la ubicación del proyecto descrita en el Capítulo II de la MIA-P específicamente en sus apartados II.1.2 y II.1.3 y en la evaluación de riesgos de este estudio en la cual mencionan su infraestructura y la infraestructura existente se puede deducir que las actividades de perforación del Pozo Mareógrafo 200DES y su LDD tienen compatibilidad viable para su desarrollo.



2.3 Efectos sobre el sistema ambiental.

El Proyecto de Perforación del Pozo Mareógrafo 200DES, tiene como objetivo final el establecimiento de un pozo de extracción de gas seco con LDD. Este proyecto contribuirá al incremento de la producción de gas seco en el Área Contractual 12 Mareógrafo.

En cuanto al Sistema Ambiental en donde se construirá el Proyecto evaluado, una vez estudiados los factores abióticos, bióticos y socioeconómicos, se ha identificado un alto grado de perturbación provocada por las actividades antropogénicas de la zona. La principal característica del Sistema Ambiental es su cobertura vegetal, con predominio de pastos inducidos y parches de vegetación menos perturbada como: vegetación secundaria de matorral espinoso tamaulipeco.

Como se documentó en el presente documento, el Sistema Ambiental en donde se construirá el Proyecto ha mantenido en las últimas décadas una distribución en la cobertura vegetal constante. Por lo que, dada la actividad ganadera en la zona, se prevé que continúen las condiciones ambientales registradas.

El Proyecto evaluado comprende la ejecución de un pozo; cuyas principales acciones son: conformación de camino de acceso, plataforma o cuadro de maniobras (pera) y perforación del pozo, tendido de línea de descarga, así como obras complementarias, tales como instalación de cerca perimetral, falsetes, vados, alcantarillas, señalamientos, puertas, guardaganados y puertas metálicas.

Durante su desarrollo se promoverá la implementación eficiente de las medidas de mitigación descritas en capítulos anteriores.

En resumen, como se ha desarrollado en el Capítulo V de este documento, las afectaciones provocadas por el Proyecto de Perforación del Pozo Mareógrafo 200DES tienen su mayor incidencia y magnitud en el factor ambiental suelo. Si bien estas afectaciones se caracterizan por ser puntuales, su impacto es bajo



permanente (al modificarse las geoformas). En cuanto a la cobertura vegetal, las afectaciones son bajas, remediables a corto y mediano plazo.

Por otra parte, el factor Estético y de interés humano, que engloban los componentes ambientales: vistas panorámicas y paisajes, naturaleza, espacios abiertos, paisajes y los aspectos físicos singulares, tiene una afectación de magnitud media. Es decir, son impactos bajos a mediano plazo y remediables a mediano plazo.

Dado el bajo nivel de impacto en los factores ambientales derivados del Proyecto, así como la posibilidad de remediación en un mediano y corto plazo, aunado a las características del Sistema Ambiental en donde se desarrollará no se encuentran elementos para proponer la evaluación de emplazamientos alternativos al aquí estudiado.

Derivado de lo anterior, para la delimitación del Área de Influencia del Proyecto Perforación del Pozo Mareógrafo 200DES, se utilizó el Sistema de Información Geográfica para la sobre posición de capas de cobertura vegetal, uso de suelo y trazo de buffer, correspondiente a un radio de afectación de 125 metros de radio. Este radio de afectación es 2.6 veces el área de amortiguamiento correspondiente a la emisión de gas con posibilidades de llegar a formar una nube inflamable y/o explosiva, derivado de presión alta en tubería de perforación y accesorios al momento de perforar.

Localización Mareógrafo 200DES, China, Nuevo León.

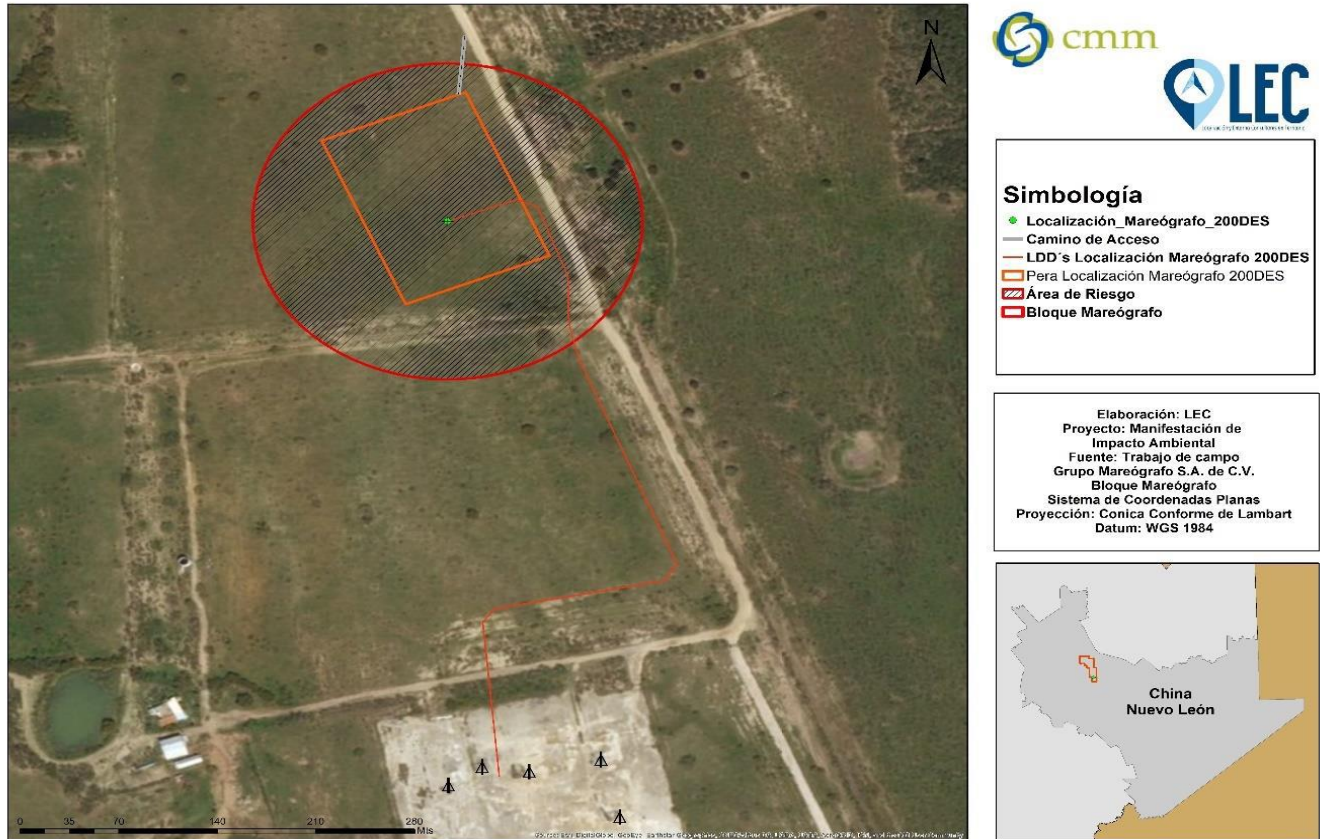


Imagen 2.3.1 Área de riesgo de la localización del pozo Mareógrafo 200DES.

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm)
CMM-MAR 200DES-CMP-001	Gas natural	Equipo de perforación	0-30	<p>Deformación de la estructura de la mesa rotatoria, caseta de perforación, línea de perforación, daños a los sistemas de preventores y cabezales de las líneas cercanas hacia el Manifold del sistema de control de pozo</p> <p>Letalidad a las personas expuestas de forma directa a la onda de sobrepresión que se encuentre en recorridos o trabajos en esas áreas. La dosis de sobrepresión</p>	<p>Letalidad a las personas que se encuentren en recorridos o trabajos en esas áreas y sean expuestas en de forma directa a la radiación La dosis de radiación necesaria para 1% de letalidad es 7.27 kW/m².</p> <p>Al ser áreas de trabajos delimitadas por cercas perimetrales, así como suelos compactados que ya pasaron etapas anteriores de preparación de sitio no se</p>	<p>No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico mas sin embargo podría existir zonas inmediatas a la fuga donde por la cantidad de gas existiría desplazamiento de oxigeno ambiental, ocasionando asfixia en personal atrapado en la zona inmediata a la fuga.</p>

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm)
				necesaria para 1% de letalidad es 2.40 PSI	esperan daños a los medios de fauna y flora local.	
		Áreas de servicios del equipo de	40-120	Letalidad a las personas expuestas de forma directa a la onda de	Radiación intensa, el personal deberá evacuar en tiempo por	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm)
		perforación, casetas de operadores, dormitorios, sistema de contención de brotes, pozos adyacentes.		sobrepresión que se encuentre en recorridos o trabajos en esas áreas. La dosis de sobrepresión necesaria para 1% de letalidad es 2.40 PSI	debajo de 60 segundos para evitar quemadores de 2do y 3er grado, en esta área de requiere que personal que intente dar respuesta al evento utilice equipo de protección contra fuego. Durante la perforación las áreas de trabajos son delimitadas por cercas perimetrales, así como suelos compactados que ya pasaron	pero el personal involucrado en las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos, además de entrar en estados de pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm)
					<p>etapas anteriores de preparación de sitio no se esperan daños a los medios de fauna y flora local.</p> <p>Si existieran fugas en los arboles de válvulas y contrapozos existentes en la macropera se corre el riesgo de eventos domino, por lo que deberán ser de suma importancia los trabajos de control de fugas de pozos existentes y el cumplimiento al</p>	

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm)
					sistema de mantenimiento de los activos productivos.	
		Áreas vecinales y límites perimetrales de la zona donde se llevará a cabo los trabajos de perforación del pozo mareógrafo 200DES.	140-150	No se presentan afectaciones a estas distancias en equipos o vehículos del personal de la compañía. Podrían existir ruidos perimetrales y ondas de vibración en construcciones cercanas, pero es importante mencionar que la actividad comunal es intermitente en los terrenos cercanos.	No se presentan afectaciones a estas distancias ya que la zona de amortiguamiento presenta la sensación de estar cercano a una fogata y el personal expuesto puede permanecer por tiempo prolongado sin presentar molestias y presencia de daños físicos.	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico, pero el personal involucrado en las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos, además de entrar en estados de pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm)
		Áreas vecinales	Más de 150	Estas distancias están fuera del límite máximo de la zona de amortiguamiento por lo cual no se esperan impactos de riesgo fuera de ella.		
<p>NOTAS: Del análisis de probabilidad podemos determinar que el eventos 1 determinado en el del hazop 2017, es el segundo de mayor probabilidad de ocurrencia y sus radios de afectación se mantendrán de importancia local debido a que rebasan los límites de batería del área de maniobras del pozo, ocasionara disturbios y vibraciones fuertes que repercutirán en los equipos más cercanos de las áreas de proceso y las instalaciones administrativas y de servicio de la misma estación, es importante considerar las recomendaciones del estudio HAZOP Y HAZID servirán para minimizarlos hasta niveles de riesgo aceptables y poder mitigar este punto de falla sensible del equipo.</p>						

Tabla 2.3.1 interacciones del riesgo del evento CMP-001 con el sistema biótico y asentamientos humanos.

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
CMM-MAR 200DES-CMP-002	Gas natural	Equipo de perforación	0-40	<p>Deformación de la estructura de la mesa rotatoria, caseta de perforación, línea de perforación, daños a los sistemas de preventores y cabezales de las líneas cercanas hacia el Manifold del sistema de control de pozo</p> <p>Letalidad a las personas expuestas de forma directa a la onda de sobrepresión que se encuentre en recorridos o trabajos en esas áreas. La dosis de sobrepresión</p>	<p>Letalidad a las personas que se encuentren en recorridos o trabajos en esas áreas y sean expuestas en de forma directa a la radiación La dosis de radiación necesaria para 1% de letalidad es 7.27 kW/m².</p> <p>Al ser áreas de trabajos delimitadas por cercas perimetrales, así como suelos compactados que ya pasaron etapas anteriores de preparación de sitio no se</p>	<p>No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico mas sin embargo podría existir zonas inmediatas a la fuga donde por la cantidad de gas existiría desplazamiento de oxígeno ambiental, ocasionando asfixia en personal atrapado en la zona inmediata a la fuga.</p>

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m2)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				necesaria para 1% de letalidad es 2.40 PSI	esperan daños a los medios de fauna y flora local.	
		Áreas de servicios del equipo de perforación	50-140	Todas las áreas incluida en estas distancias siguen estando dentro de la zona de riesgo de letalidad de	Radiación intensa, el personal deberá evacuar en tiempo por debajo de 60 segundos para	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico, pero el personal involucrado en

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m2)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		, casetas de operadores, dormitorios, sistema de contención de brotes, pozos adyacentes.		acuerdo a la graficas de sobrepresión por lo que el efecto en personal del área de carromatos servició y demás campamentos dentro del área de perforación, así como los equipos del campamento sufrirían perdida de integridad mecánica y estructural.	evitar quemadores de 2do y 3er grado, en esta área de requiere que personal que intente dar respuesta al evento utilice equipo de protección contra fuego. Al ser áreas de trabajos delimitadas por cercas perimetrales, así como suelos compactados que ya pasaron etapas anteriores de	las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos, además de entrar en estados de pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m2)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
					<p>preparación de sitio no se esperan daños a los medios de fauna y flora local.</p> <p>Si existieran fugas en los arboles de válvulas y contrapozos existentes en la macropera se corre el riesgo de eventos domino, por lo que deberán ser de suma importancia los trabajos de control de fugas de pozos existentes y el cumplimiento al mantenimiento de los activos</p>	

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		Áreas vecinales y límites perimetrales de la macropera donde se llevará a cabo los trabajos de perforación del pozo Mareógrafo.	150-310	La zona vecinal expuesta hasta un rango de 293 m de distancia estaría expuesta a la onda vibratoria que ocasionaría molestias en sus viviendas al provocarse ruptura de cristales, la integridad física población adyacente y fauna local podría sufrir daños en tímpanos y malestares de debido a la impresión provocada la máxima velocidad del viento de 79.7 km/h de la onda de choque.	La zona máxima de riesgo termina a los 156 m de distancia, existiendo posibles impactos de incendios adyacentes de la vegetación seca que esté presente en las cercanías al pozo, Los humos del durante el quemado de producto podrían alertar a la población y crear movimiento descontrolado de	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico, pero el personal involucrado en las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos, además de entrar pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				Los postes de luz a orilla del camino pavimentado más cercano podrían sufrir daños estructurales y causar puntos de bloqueo en caso de caer en rutas de escape de los caminos y brechas presentes en la zona.	fauna local por los caminos y rutas de escape de la zona. Un evento de esta magnitud podría ocasionando difusiones amarillistas y dañando la imagen de la compañía a nivel regional e incluso nacional si es difundido en redes sociales.	
		Medio biótico	Más de 320	Estas distancias están fuera del límite máximo de la zona de amortiguamiento por lo cual no se esperan impactos de riesgo fuera de ella.		

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		<p>NOTAS: Del análisis de probabilidad podemos determinar que el eventos 2 determinado en el del hazop 2017, presenta una probabilidad de ocurrencia 3.11 E-02 y sus radios de afectación se mantendrán de gran importancia regional debido a que rebasan los límites de batería del área de maniobras del pozo, ocasionara disturbios y vibraciones fuertes que repercutirán en los equipos cercanos de las áreas de proceso de perforación así como de las instalaciones ya existente, es importante considerar las recomendaciones del estudio HAZOP Y HAZID servirán para minimizarlos hasta niveles de riesgo aceptables y poder mitigar este punto de falla sensible del equipo.</p>				

Tabla 2.3.2 Interacciones del riesgo del evento CMP-002 con el sistema biótico y asentamientos humanos.

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
CMM-MAR 200DES-CMP-003	Gas natural	Árbol de válvulas	0-20	<p>Daños en el árbol de válvulas afectando la integridad mecánica de las líneas y accesorios, en caso de existir un pozo productor en esta área podría encadenar un evento domino si existieran interacción con la infraestructura existente del campo.</p> <p>Letalidad a las personas expuestas de forma directa a la onda de sobrepresión que se encuentre en recorridos o trabajos en esas áreas. La dosis de sobrepresión necesaria para 1% de letalidad es 2.40 PSI</p>	<p>Letalidad a las personas que se encuentren en recorridos o trabajos en esas áreas y sean expuestas en de forma directa a la radiación La dosis de radiación necesaria para 1% de letalidad es 7.27 kW/m².</p> <p>Al ser áreas de trabajos delimitadas por cercas perimetrales, así como suelos compactados que ya pasaron etapas anteriores de preparación de sitio no se esperan daños de fauna y flora local.</p>	<p>No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico mas sin embargo podría existir zonas inmediatas a la fuga donde por la cantidad de gas existiría desplazamiento de oxigeno ambiental, ocasionando asfixia en personal atrapado en la zona inmediata a la fuga.</p>

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		Pera y límite de batería del pozo Mareógrafo 200DES	30-50	<p>No se esperan afectaciones a estas distancias en equipos o vehículos del personal de la compañía siempre y cuando se respete un límite de 20 m como mínimo para estacionar vehículos.</p> <p>Podrían existir ruidos perimetrales y ondas de vibración, pero es importante mencionar que la actividad comunal es intermitente en los terrenos cercanos y no se encontraron construcciones aledañas en radio de 500 metros del</p>	<p>No se presentan afectaciones a estas distancias en equipos o vehículos del personal de la compañía.</p> <p>A estas distancias no se esperan daños de radiación ya que se ubican fuera de la zona de seguridad del análisis consecuencias.</p>	No se esperan formaciones de nubes de gas a esta distancia.



Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				área del proyecto de perforación del pozo mareógrafo 200DES.		
		Áreas vecinales y límites perimetrales de la Pera donde se llevará a cabo los trabajos de perforación del pozo Mareógrafo 200DES.	Más de 50	Estas distancias están fuera del límite máximo de la zona de amortiguamiento por lo cual no se esperan impactos de riesgo fuera de ella.		

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		<p>NOTAS: Del análisis de probabilidad podemos determinar que el eventos 3 determinado en el del hazop 2017, presenta una probabilidad de ocurrencia 1.00 E-02 y sus radios de afectación son los de menor importancia debido a que no rebasan los límites de batería del área de maniobras del pozo una vez que esté operando, su mayor riesgo es que ocurriera durante maniobras de mantenimiento o recorridos operativos siendo la afectación de daños al personal el mayor riesgo, es importante considerar las recomendaciones del estudio HAZOP Y HAZID que servirán para minimizar hasta niveles de riesgo aceptables y poder mitigar este punto de falla sensible del equipo.</p>				

Tabla 2.3.3 Interacciones del riesgo del evento CMP-003 con el sistema biótico y asentamientos humanos.

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
CMM-MAR 200DES-CMP-004	Gas natural	Línea de descarga (LDD) del pozo Mareógrafo 200DES.	0-30	<p>Este evento podría ocurrir en cualquier punto del trayecto de la Línea de descarga del pozo (LDD), siendo el punto con más riesgo operativo su unión con líneas elevadas o cabezales de recolección ya que pudiese ocurrir un evento domino.</p> <p>Si compartiera derecho de vía con otras líneas de descarga difícilmente podría afectarlas ya que por diseño su profundidad de la zanja donde será construida tiene 1.20m.</p> <p>Letalidad a las personas expuestas de forma directa a la onda de</p>	<p>Letalidad a las personas que puedan ser expuestas en de forma directa a la radiación La dosis de radiación necesaria para 1% de letalidad es 7.27 kW/m².</p> <p>En caso de existir vegetación secundaria de tipo seca dentro de los primeros 8 metros del evento por fuego se corre riesgo presentar incendios localizados y pequeños que pueden ser controlados por medio de extintores a base polvos químicos.</p>	<p>No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico mas sin embargo podría existir zonas inmediatas a la fuga donde por la cantidad de gas existiría desplazamiento de oxigeno ambiental, ocasionando asfixia en personal atrapado en la zona inmediata a la fuga.</p>

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				<p>sobrepresión que se encuentre en recorridos o trabajos en esas áreas. La dosis de sobrepresión necesaria para 1% de letalidad es 2.40 PSI</p> <p>Dentro del aspecto ambiental y asentamientos humanos no se encontró evidencia de receptores cercanos en el trayecto de toda la línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES por lo cual no esperan daños.</p>	<p>La fauna local no se vería involucrada debido a que no está concentrada en el área de interés del proyecto.</p>	

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		Áreas de servicios, pozos adyacentes.	30-50	Todas las áreas incluída en estas distancias siguen estando dentro de la zona de riesgo de letalidad de acuerdo con la gráficas de sobrepresión por lo que el efecto en personal del área de carromatos servicio y demás campamentos dentro del área de LDD siguen estando dentro de la dosis de letalidad de la onda de sobrepresión, así como los equipos del campamento sufrirían pérdida de integridad mecánica y estructural	No se presentan afectaciones a estas distancias en equipos o vehículos del personal de la compañía.	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico, pero el personal involucrado en las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos, además de entrar en estados de pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		Áreas vecinales y límites perimetrales de la Pera donde se llevará a cabo la operación de LDD del Pozo Mareógrafo 200DES.	60-500	Estas distancias están fuera del límite máximo de la zona de amortiguamiento por lo cual no se esperan impactos de riesgo fuera de ella, ya que durante el seguimiento del trazo de la LDD no se encontraron cruces de caminos vecinales, cuerpo acuífero de importancias o acumulación de vegetación primaria o secundaria.		
<p>NOTAS: Del análisis de probabilidad podemos determinar que el eventos 4 determinado en el del HazOp 2017, presenta una probabilidad de ocurrencia 5.92 E-02 siendo la más alta de los 5 eventos y sus radios de afectación son con contornos máximo de 20 m del punto de origen de la fuga, su mayor riesgo es que ocurriera durante maniobras de mantenimiento o recorridos operativos siendo la afectación de daños al personal el mayor riesgo, es importante considerar las recomendaciones del estudio HAZOP Y HAZID que servirán para minimizar hasta niveles de riesgo aceptables y poder mitigar este punto de falla sensible del equipo.</p>						

Tabla 2.3.4 Interacciones del riesgo del evento CMP-004 con el sistema biótico y asentamientos humanos.

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
CMM-Mareógrafo 200DES-PC-005	Gas natural	LDD del pozo Mareógrafo 200DES	0-40	<p>Este evento podría ocurrir en cualquier punto del trayecto de la Línea de descarga del pozo (LDD), siendo el punto con más riesgo operativo su unión con líneas elevadas o cabezales de recolección ya que pudiese ocurrir un evento domino.</p> <p>Si compartiera derecho de vía con otras líneas de descarga difícilmente podría afectarlas ya que por diseño su profundidad de</p>	<p>Letalidad a las personas que puedan ser expuestas en de forma directa a la radiación La dosis de radiación necesaria para 1% de letalidad es 7.27 kW/m2.</p> <p>En caso de existir vegetación secundaria de tipo seca dentro de los primeros 8 metros del evento por fuego se corre riesgo presentar incendios localizados y pequeños que pueden ser controlados por</p>	<p>No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico mas sin embargo podría existir zonas inmediatas a la fuga donde por la cantidad de gas existiría desplazamiento de oxigeno ambiental, ocasionando asfixia en personal atrapado en la zona inmediata a la fuga.</p>

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				<p>la zanja donde será construida tiene 1.20m.</p> <p>Letalidad a las personas expuestas de forma directa a la onda de sobrepresión que se encuentre en recorridos o trabajos en esas áreas. La dosis de sobrepresión necesaria para 1% de letalidad es 2.40 PSI</p> <p>Dentro del aspecto ambiental y asentamientos humanos no se encontró evidencia de receptores</p>	<p>medio de extintores a base polvos químicos.</p> <p>La fauna local no se vería involucrada debido a que no está concentrada en el área de interés del proyecto.</p>	

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				cercanos en el trayecto de toda la línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES por lo cual no esperan daños.		
		Áreas de pozos adyacentes.	50-150	Todas las áreas incluida en estas distancias siguen estando dentro de la zona de riesgo de letalidad de acuerdo a la graficas de sobrepresión por lo que el efecto en personal del área de carromatos, servició y demás campamentos dentro del área de perforación siguen estando dentro de la dosis de letalidad de la onda	Radiación intensa, el personal deberá evacuar en tiempo por debajo de 60 segundos para evitar quemadores de 2do y 3er grado, en esta área de requiere que personal que intente dar respuesta al evento utilice equipo de protección contra fuego.	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico, pero el personal involucrado en las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos, además de entrar en estados de pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				de sobrepresión, así como los equipos del campamento sufrirían pérdida de integridad mecánica y estructural.	Al ser áreas de trabajos delimitadas por cercas perimetrales así como suelos compactados que ya pasaron etapas anteriores de preparación de sitio no se esperan daños a los medios de fauna y flora local. Si existieran fugas en los arboles de válvulas y contrapozos existentes en la pera se corre el riesgo de eventos domino, por lo que	

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
					deberán ser de suma importancia los trabajos de control de fugas de pozos existentes y el cumplimiento al sistema de mantenimiento de los activos productivos.	
		Áreas vecinales y limites perimetrales de la macropera donde se llevará a cabo la operación de la	160-210	Todas las áreas incluida en estas distancias siguen estando dentro de la zona de riesgo de letalidad de acuerdo con la graficas de sobrepresión por lo que el efecto en personal del área de	La zona máxima de riesgo termina a los 151 m de distancia, existiendo posibles impactos de incendios adyacentes de la vegetación	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico, pero el personal involucrado en las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		LDD del pozo Mareógrafo 200DES		carromatos servició y demás campamentos dentro del área de perforación siguen estando dentro de la dosis de letalidad de la onda de sobrepresión, así como los equipos del campamento sufrirían perdida de integridad mecánica y estructural.	seca que esté presente en las cercanías al pozo, Los humos del durante el quemado de producto podrían alertar a la población y crear movimiento descontrolado de fauna local por los caminos y rutas de escape de la zona. Un evento de esta magnitud podría ocasionando difusiones amarillistas y dañando la imagen de la compañía a nivel	además de entrar en estados de pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
					regional e incluso nacional si es difundido en redes sociales.	
		Áreas vecinales	220-250	La zona vecinal expuesta hasta un rango de 241 m de distancia estaría expuesta a la onda vibratoria que ocasionaría molestias la integridad física población adyacente y fauna local podría sufrir daños en tímpanos y malestares de debido a la impresión provocada la máxima	No se presentan afectaciones a estas distancias en equipos o vehículos del personal de la compañía.	No aplica para este evento ya que el gas natural no es toxico, pero el personal involucrado en las operaciones podría tener irritaciones de garganta y ojos, además de entrar en estados de pánico por el olor del gas,

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
				<p>velocidad del viento de 79.7 km/h de la onda de choque.</p> <p>Los postes de luz a orilla del camino pavimentado más cercano podrían sufrir daños estructurales y causar puntos de bloqueo en caso de caer en rutas de escape de los caminos y brechas presentes en la zona.</p>		
		Áreas vecinales	Más de 260-500	Estas distancias están fuera del límite máximo de la zona de amortiguamiento por lo cual no se esperan impactos de riesgo fuera de ella, ya que durante el seguimiento del trazo de la LDD no se encontraron cruces de caminos vecinales, cuerpo acuífero de importancias o acumulación de vegetación primaria o secundaria.		

Clave del escenario	Nombre del material o sustancia.	Sitios, equipos e instalaciones/distancia.		Efectos alcanzados en el sitio ambiental, asentamientos humanos e instalaciones o equipos.		
		Los Receptores personal, población, el medio ambiente, la producción y/o las instalaciones que pueden ser alcanzados por el evento.	Distancias de los receptores desde el punto de fuga. (m)	Sobrepresión (PSI)	Radiación Térmica (kW/m ²)	Toxicidad (IDLH ppm) y dispersión de gases.
		<p>NOTAS: El evento 5 nace del concepto de evaluación de los peores casos los cuales no necesitan un origen razonable simplemente suceden, pero esto también deja abierto a que su probabilidad de ocurrencia es remota debido a lo cual deben ser considerados con una tendencia a mejoras continuas de operación y seguridad el centro de trabajo, más que con carácter de exigencias legislativas fuera de los contextos del Nivel de riesgo tolerable bajo el cual se rige Petróleos Mexicanos como una institución social.</p> <p>Entendiendo el contexto anterior el peor caso del escenario de ruptura catastrófica de la línea de descarga de 3"(LDD) deberá ser considerado e incluido dentro del plan de respuestas del campo Mareógrafo, actualizando el PLANEI y el PLANEX, tomándose en cuenta los siguientes parámetros: tiempos de respuestas de las dependencias que participarían en la atención del evento, rutas de llegada a la ubicación del campo, revisión del inventario de recursos con el que cuenta consorcio Mexicano Manufacturero para poder dar atención al evento, la capacidad de respuesta de hospitales y centros médicos de , Juárez, Guadalupe y Monterrey al ser las áreas metropolitanas más cercanas, pero sobre notificando a la comunidad cercana la condición de peligro existentes en las áreas compartidas al límite de batería de las obras justificadas con este informe de riesgo ambiental.</p>				

Tabla 2.3.5 Interacciones del riesgo del evento PC-005 con el sistema biótico y asentamientos humanos.



3.-SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS Y SEGURIDAD EN MATERIA AMBIENTAL.

3.1.-Recomendaciones técnico-operativas.

En la Tabla 3.1.1, se listan propiamente las recomendaciones que derivadas de la evaluación generada por la revalidación y actualización del análisis de riesgo de proceso de las actividades específicas de perforación terrestre del pozo Mareógrafo 200DES y LDD, en el año 2018, deberán llevarse a cabo para disminuir el riesgo en la instalación.

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
HAZOP					
01	PER-MAR200-01-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo verificar que se realice la inspección del sistema hidráulico del sistema de izaje, cuando menos cada dos años.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
02	PER-MAR200-02-M-2017	Durante la perforación y terminación probar y revisar el sistema neumático al cien por ciento y documentarlo en las guías de prearranques como evidencia auditable.	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
03	PER-MAR200-03-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo verificar que se realice medición de la continuidad en el sistema de tierras físicas de conformidad con el numeral 5.7 de la NOM-022-STPS-2008 y anexarlo en el atlas de riesgo.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
04	PER-MAR200-04-M-2017	Efectuar simulacros de control de brotes periódicamente del equipo e incluirlos en el Plan de respuesta a emergencia SA-CMM-XIII-P02 de la compañía CMM para el área contractual.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
05	PER-MAR200-05-M-2017	Para la perforación y terminación de pozo incluir dentro de los prearranques la limpieza de posibles derrames de aceite y de charolas en motores de combustión interna.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
06	PER-MAR200-06-M-2017	Durante la perforación o terminación de pozo verificar se cuente y de cumplimiento a un programa de calibración de manómetros indicadores de presión en la descarga de bombas de lodos.	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
07	PER-MAR200-07-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo verificar se cuente con la calibración de los manómetros de panel de perforador de acuerdo a recomendación del fabricante.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
08	PER-MAR200-08-M-2017	Durante la perforación verificar se realice la aplicación del procedimiento de colocación de abrazaderas en tuberías incluyendo las del sistema de circulación de lodos.	B	Gpo. Mareógrafo	2018
09	PER-MAR200-09-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo verificar se mantenga calibrado el transmisor y receptor de señal simulada de sistema neumático de control.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
10	PER-MAR200-10-M-2017	Cumplir con la identificación de colores durante la perforación y/o terminación de pozos de las tuberías de conformidad con el numeral 9 de norma NOM-026-STPS-2008.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
11	PER-MAR200-11-M-2017	Realizar un barrido para limpieza de estrangulador	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
		hidráulico al término de cada operación de perforación.			
12	PER-MAR200-12-M-2017	Durante la perforación y terminación verificar se mantengan visibles los códigos alfanuméricos (TAG) de equipos, incluyendo fechas de calibración de válvulas de seguridad.	B	Gpo. Mareógrafo	2018
13	PER-MAR200-13-M-2017	Previo a las actividades de perforación o terminación de pozo verificar se cuente con los manuales de procedimientos para el manejo, transporte y almacenamiento seguro de sustancias químicas de conformidad con lo establecido en el numeral 5.3 de la NOM-005-STPS-2017.	B	Gpo. Mareógrafo	2018
14	PER-MAR200-14-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo verificar se incluya dentro del manual de operación el llenado hasta el 90 % del volumen de tanques de agua diésel, de conformidad con lo establecido en el numeral 9.2 de la NOM-005-STPS-2017.	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
15	PER-MAR200-15-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo contar con extintor(es) en el área de almacenamiento de combustibles de conformidad con el numeral 7.17 de la NOM-002-STPS-2010 e incluirlo en el atlas de riesgo del equipo de perforación.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
16	PER-MAR200-16-M-2017	Durante la perforación o terminación de pozo, verificar se cuente con la señalización de interruptores en el equipo de conformidad con el numeral 408-4 de la NOM-001-SEDE-2012.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
17	PER-MAR200-17-M-2017	Contar con el diagrama unifilar de los equipos de conformidad con el numeral 4.2.13 de la NOM-001-SEDE-2012 durante la perforación y reparación de pozo.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
18	PER-MAR200-18-M-2017	Durante la perforación o terminación de pozo, verificar se cuente con el monitoreo de atmósferas explosivas o tóxicas, en observancia del numeral 8.1. Fracción C, inciso 7 de la NOM-028-STPS-2012.	B	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
19	PER-MAR200-19-M-2017	Durante la etapa de perforación de pozo en piso de perforación, presas y temblorinas verificar se cuenta con un equipo de respiración autónoma por persona considerando tanques de repuesto en caso de emergencia.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
20	PER-MAR200-20-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo verificar se difundan los procedimientos operativos (instalación de equipo, control de pozo, quitar BOP, sacado de aparejo, correr TR, cementación, control de brotes, etc.).	M	Gpo. Mareógrafo	2018
21	PER-MAR200-21-M-2017	Efectuar medición continua de densidad del fluido por el químico durante las distintas etapas de perforación del pozo Mareógrafo 200-DES y registrar en una bitácora.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
22	PER-MAR200-22-M-2017	Durante la perforación y terminación de pozo verificar se cuenta con la identificación y señalización de los elementos que integran el	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
		sistema de detección y alarma de mezclas explosivas y tóxicas de conformidad con el numeral 6.1 de ISA-92.0.01,			
23	PER-MAR200-23-M-2017	Cumplir con la norma oficial mexicana NOM-115-SEMARNAT-2003, Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.	B	Gpo. Mareógrafo	2018
24	PER-MAR200-22-M-2017	Durante las diferentes etapas del proyecto cumplir adecuadamente con lo establecido en el programa de integridad mecánica y dar cumplimiento de la NOM-018-STPS-2011 para mantener autorizados los recipientes sujetos a presión utilizados en el equipo de perforación y	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
		en sistema de contención de brotes.			
25	PER-MAR200-22-M-2017	Incluir en el Plan de respuesta a emergencia SA-CMM-XIII-P02, los escenarios más significativos detectados en este análisis de riesgo a proceso e incluirlo en el programa anual de simulacros del área contractual.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
HAZID					
26	PER-MAR200-26-M-2017	Verificar el cumplimiento normativo de los protocolos de seguridad para garantizar que el personal cuente con el equipo completo de protección personal durante las actividades de perforación de pozos de la compañía CMM.	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
27	PER-MAR200-27-M-2017	Contar con un programa de pláticas sobre el cuidado a la flora y la fauna, delimitación de áreas naturales protegidas o sitios bajo alguna restricción ambiental a todo el personal encargado de participar en la etapa de perforación de pozos de la compañías CMM.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
28	PER-MAR200-28-M-2017	Fomentar el consumo de agua para evitar la deshidratación del personal durante los trabajos de campo.	B	Gpo. Mareógrafo	2018
29	PER-MAR200-29-M-2017	Elaborar plan de manejo social y contar con presupuesto para su ejecución.	B	Gpo. Mareógrafo	2018
30	PER-MAR200-30-M-2017	Cumplir con los protocolos de seguridad física y pláticas al personal de CMM y de las compañías para evitar la exposición del personal por agresiones de terceros o riesgos ambientales detectados en el área contractual.	M	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
31	PER-MAR200-31-B-2017	Cumplir con reglamento de ingreso y colocación de vehículos y equipos de combustión interna a las diferentes áreas de proceso de acuerdo a la clasificación de áreas peligrosas y anexar el plano en el atlas de riesgo del pozo.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
32	PER-MAR200-32-M-2017	Verificar que los vehículos encargados del transporte de los equipos de perforación y de la caravana cumplan con los señalamientos preventivos previos al traslado.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
33	PER-MAR200-33-M-2017	Verificar el cumplimiento de la capacitación de manejo del chofer del vehículo de traslado del equipo de perforación.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
34	PER-MAR200-34-B-2017	Dar cumplimiento a los programas de mantenimiento preventivo y condiciones de seguridad de los vehículos encargados de transportar el equipo de perforación.	B	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
35	PER-MAR200-35-M-2017	El manejo de los materiales o residuos peligrosos generados deberá estar a cargo del contratista y/o una empresa autorizada para su manejo y disposición final.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
36	PER-MAR200-36-M-2017	Requerir a la empresa contratista evidencia de la experiencia operativa del personal a cargo de la manipulación de la carga pesada y maniobras de izaje.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
37	PER-MAR200-37-B-2017	Difundir el procedimiento SA-CMM-X-P08. Practica segura seguridad eléctrica.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
38	PER-MAR200-38-B-2017	Cumplimiento a la norma encargada de evaluar ruido y que se incluyan los resultados en el atlas de riesgo del equipo de perforación.	M	Gpo. Mareógrafo	2018
39	PER-MAR200-39-M-2017	Realizar el estudio de cargas atmosféricas del sitio del área contractual Mareógrafo para evaluar y definir el tipo de protecciones necesarias.	B	Gpo. Mareógrafo	2018
40		Establecer a través de un procedimiento como requisito	B	Gpo. Mareógrafo	2018

No.	Codificación	Síntesis descriptiva	Índice de riesgo	Responsable de la atención	Fecha de cumplimiento
	PER-MAR200-40-M-2017	previo a cualquier trabajo de excavación que se anexe un plano de la identificación de ductos de los derechos de vías y de la instalación.			

Tabla 3.3.1 Recomendaciones generadas de las sesiones de HAZOP Y HAZID.

3.1.1-Descripción de los sistemas de seguridad.

Los dispositivos de seguridad que se incluyeron en esta unidad para garantizar la seguridad del personal de operación, el medio ambiente y físicamente el pozo de perforación, en caso de una operación inadecuada o de alguna falla en el equipo son los siguientes.

Válvulas de seguridad/relevo.

La válvula de relevo de presión, se encuentran colocados estratégicamente la descarga de las bombas de lodos y están diseñadas para proteger de una sobre presión por medio de la liberación automática de recirculación de lodos. Así mismo en el área de tanques de almacenamiento de Diésel se cuenta con bombas de presión/vacío para evitar acumulación de vapores o daños al equipo en caso de estar sujetos a succión de una bomba.

Consolas de control remoto.

En todo equipo terrestre o plataforma de perforación costa fuera, deberán estar equipados con el número suficiente de tableros de control remoto, ubicados estratégicamente donde el perforador o el técnico puedan llegar con rapidez.



Normalmente se tiene una consola en el piso de perforación y otra en un lugar accesible. En las plataformas marinas, deberá tenerse un tablero de control remoto en la oficina del superintendente y otra consola adicional ubicada en el muelle que este situada a favor de los vientos dominantes.

Al término de cada instalación del arreglo de preventores, según la etapa de perforación por continuar; deberán efectuarse todas las pruebas de apertura y cierre desde la misma unidad y posteriormente desde cada estación de control remoto que se encuentre en operación, para verificar el funcionamiento integral del sistema.

Equipo auxiliar para la detección oportuna de brotes.

Las prácticas recomendadas del Instituto Americano de Petróleo API-RP-53 y Reglamento del Servicio Para el Manejo de Minerales (MMS), establecen que todos los equipos terrestres y plataformas de perforación costa fuera que perforen, terminen y efectúen mantenimiento (reparación) a los pozos; deban contar dentro de su instalación y en condiciones de operación, del siguiente equipo auxiliar para la detección de brotes:

- Indicador de nivel en las presas con dispositivo de alarmas audible y visual.
- Indicador de flujo en la línea de retorno (de flote), con dispositivo de alarmas audible y visual.
- Tanque de viajes.
- Equipo para detección de gas en el lodo con dispositivo de alarmas audible y visual.

En caso de no contar con la totalidad de estos dispositivos, obliga al responsable de la unidad de perforación y mantenimiento de pozos, a disponer de gran parte del tiempo de los recursos humanos que laboren en la localización o plataforma marina, para vigilar



y poder estar en condiciones de detectar con toda oportunidad los indicadores de la posible presencia de un brote. Aunque lo anterior, no lo releva de procurar con la debida anticipación de solicitar la reposición e instalación de estos dispositivos.

Indicador de nivel en las presas con dispositivo de alarmas audible y visual.

Este dispositivo sirve para indicar el nivel de lodo en las presas, y a su vez, detectar el inicio de un brote o una pérdida de lodo. Actualmente existen numerosos dispositivos indicadores de nivel del lodo en presas, algunos incluyen alarmas audibles y graficadores que proporcionan un registro continuo de nivel. Otros, son observados directamente por el perforador en monitores que muestran las variaciones del nivel, incluyendo además una alarma audible con límites ajustables de alto y bajo, resultando muy superior a los procedimientos rústicos usados en fechas recientes.

El dispositivo se basa en sensores de nivel electrónicos (MD Totco) instalados en las presas, las cuales transmiten una señal eléctrica al registrador, donde se procesa y es enviado convertido en valores numéricos al monitor o pantalla ubicada en la consola del perforador, en la oficina del Rig Manager y Oficina del Company Man.

Indicador de flujo en la línea de retorno (de flote), con dispositivos de alarmas audible y visual.

La primera señal evidente de un brote en la superficie es precisamente el flujo o incremento de este por la línea de flote (línea de retorno). Los indicadores de flujo miden el gasto en el porcentaje que pasa por la línea de flote, por lo que un aumento en la salida podrá ser detectado por este dispositivo antes de que el nivel de presas registre incremento como para ser identificado.

Esto resulta de mayor importancia cuando se tiene un sistema superficial de presas demasiado grande. El indicador de flujo no solamente determina las señales de posibles



brotos, sino que también indica la presencia de pérdidas de lodo, ya sean totales o parciales.

Tanque de viajes.

El tanque de viajes diseñado y usado adecuadamente es un dispositivo que permite medir correctamente el lodo necesario para llenar el pozo, cuando se extrae la tubería de este. De igual forma, mide el volumen del lodo desplazado por la tubería a ser introducida al pozo. En otras palabras, es un dispositivo que facilita la medición correcta del volumen de lodo durante los viajes, por lo que es de gran utilidad en la detección oportuna de brotes y pérdidas de circulación. El tanque de viajes debe ser pequeño, para que su volumen pueda medirse y calibrarse fácilmente.

El tanque de viajes puede tener entre otros usos los siguientes:

- Medir el volumen de lodo cuando se introduce tubería de revestimiento dentro del pozo.
- Permitir la medición correcta del volumen desplazado del lodo cuando se introduce tubería bajo condiciones de presión dentro del pozo.
- Determinar correctamente el volumen para llenar el pozo al tener pérdidas de circulación.

Equipo para detección de gas en el lodo con dispositivo de alarmas audible y visual.

Los detectores (sensores) de gas miden en la temblorinas la concentración de gas en el lodo a la salida del pozo. Hay muchos tipos de detectores de gas, los cuales operan con principios distintos. Algunos son capaces de medir el metano, el gas total o la medición de cada componente del gas, sin embargo, todos ellos miden el metano, el gas total o la medición de cada componente del gas.



Sin embargo, todos ellos miden el gas contenido en el lodo. Estos dispositivos son de gran utilidad como indicadores de posibles brotes, también pueden mostrar la producción potencial del pozo.

Cuando una cierta cantidad de gas en el lodo ha sido detectada, una alarma audible o visible es activada para alertar a la tripulación del equipo. Generalmente, este dispositivo es parte integrante de las unidades de registro continuo de hidrocarburos, que tradicionalmente se emplean en pozos exploratorios.

Manómetros de presión.

En todas las operaciones de perforación y mantenimiento de pozos, la toma de lectura de la presión es importante. Las presiones de circulación, de cierre y cuando se opera el estrangulador se registran en distintos lugares del sistema del control. La ubicación de cada manómetro cumple una función específica de acuerdo al lugar.

En el múltiple del tubo vertical registra la presión de bombeo en circulación directa, señalando también la lectura en otro manómetro en la consola del perforador. En el múltiple de estrangulación se tiene un manómetro el cual registra la presión absoluta.

Los valores que registren los manómetros ubicados en el piso de perforación y en la consola de control remoto del estrangulador, difieren un poco de las pérdidas de presión por fricción por el recorrido que hace el lodo de perforación por la línea de inyección hasta llegar el múltiple del tubo vertical. Para registrar la presión de la TR y espacio anular el tener cerrado un preventor, su lectura es observada en el múltiple de estrangulación y consola de control del estrangulador.



Algunos organismos internacionales recomiendan en sus reglamentos, la instalación de un manómetro adicional para registrar las presiones entre las columnas de tuberías de revestimiento.

Sistema eléctrico a prueba de explosión.

Las líneas eléctricas de una instalación deben ser colocadas de modo que permanezcan protegidas contra la abrasión, las pisadas o las quemaduras con tubos calientes. Para evitar los cortocircuitos, las líneas y equipos eléctricos deben ser revestidas para resistir los efectos de la intemperie, de los agentes químicos y del manejo frecuente. Si el material revestidor se rompe, el cable debe ser reemplazado.

Lámparas a prueba de explosión.

Toda lámpara fija en la instalación debe ser equipada con reflectores o pantallas y situadas de modo que disminuya el reflejo o la obstrucción para la vista, además deben protegerse con jaula de alambres fuertes y firmemente sujetos para evitar que las lámparas o sus bombillas a prueba de vapor sean golpeadas y estas se quiebren, además deben ser selladas.

Cumpliendo con la norma NOM-001-SEDE-2012 y respetando los lineamientos indicados para la clase I, división I y II, todas las instalaciones eléctricas que estén en un radio de 15 m del centro del pozo, además de contar estas instalaciones eléctricas con conexión a tierra.

Detectores de gases, vapores, y alarmas visuales y sonoras.

Detector portátil tipo electrónico para CH₄ y H₂S con rango de 0 -100 % LEL y 0 - 999 ppm alarma audiovisual, diseñada a prueba de explosión, de 120 voltios, que proporcionan 80 destellos/por minuto, en tres colores:



Verde: equipo operando en condiciones normales

Ámbar: se activa a partir de 10 ppm de concentración de H₂S.

Azul: se activa a partir de 10 % (nivel bajo de explosividad).

Alarma audible diseñada a prueba de explosión, de 120 voltios, con una frecuencia de 60 Hertz, y 104 Db. Con unidad comando de selección de tonos.

Monitor controlador electrónico a prueba de explosión fijo, para 12 canales de medición, CH₄ y H₂S.

Equipo portátil contra incendio.

- Extintores tipo carretilla de polvo químico seco (PQS) de 150 lb. (ANSUL Purpura K, de capsula)
- Extintores portátiles de polvo químico de 30 lb. (ANSUL Purpura K, de capsula)
- Extintores portátiles de polvo químico de 20 lb. (ANSUL Foray, de capsula)
- Extintores portátiles de CO₂ * de 30 lb.
- Extintores portátiles de PQS * de 20 lb (Presión Contenida).

Equipos de Respiración Autónoma.

Unidad de respiración autosuficiente de 45 ft cúbicos de aire a 2216psi de 30 minutos de duración, de interior en aluminio, recubierto de fibra de carbón ultraligero, con manómetro en parte superior de tanque con un rango de 0 - 3000 psi, con salida de reductor de presión de 80- 120 psi y baja presión de 5 a 10 cm de columna de agua, acorde a la norma NFPA, con alarma de campana, que se activa faltando 25% de suministro de aire. Con arnés tipo paracaídas de kevlar con diseño ergonómico y con



soporte lumbar, retardante de fuego, con mascarilla de media cara con doble portal fijo lateral, suspensión de fácil ajuste con soporte para cabeza con válvula de exhalación, sellado perfecto para diferentes tipos de caras, en material de silicón.

Ventiladores industriales para humos molestos.

Ventilador para esparcimiento de gases contaminantes, tipo abanico a prueba de explosión (uso atmósfera peligrosa), con aspas de guías ajustables para patrones de flujo variable; impulsor tipo motor eléctrico con cuerpo reclinable y soporte con ruedas.

Características 3 HP, 230 volts, 3 fases, 60 HZ de frecuencia, peso 320 lb, diámetro 30" (762 mm), 1750 RPM, Motor clasificado para atmósferas peligrosas (a prueba de explosión) Clase I, División I, Grupo D y clase II, División I, Grupo F,G, con switch arrancador a prueba de explosión, estuche NEMA 7CD, 9 EFG con apagador/arrancador de presión con protector térmico para sobrecarga, aprobado UL y certificado pos CSA, clase I, división 1,2, grupo A, B3, C, D2.

Clase II división 1,2, grupo E, F, G y clase Incluirá un cordón de 12 pies tipo 14-4 SO 600 V. Con una capacidad de desplazamiento 17000 ft³/min = 28890 m³/hr, velocidad 304 m/min a distancia de 9 ft, diámetro total 37", diámetro expulsión 33.38", longitud 28".

Sistema de escape del chango.

Sistema de escape para evacuación de torre de perforación, con sistema de descenso controlado (HIGH SPEED DBI-SALA) al 100% para escapar de áreas de trabajo elevadas, incluye cable de rescate en acero inoxidable, freno que permita un descenso constante a una velocidad de 3.5 ft/seg. con un peso de 300 lb, el sistema trabaja totalmente mecánico sin necesidad de ajuste ni calibraciones, cinturones (DBI-SALA) fabricados en cinta nylon de 2" con una resistencia de 4000 lb con un anillo "D" tipo triángulo,



estructura para anclarlo en plataformas de perforación a 2.13 m de altura del punto de evacuación y resistencia mínima de 1200 lb, aprobación ANSI-B-30, CAL-OSHAC44985 OSHA 1910.38 Emergency Action Plan, OSHA 1910.35 Emergency escape Route, csa Standard Z259.2-MI979, NIOSH 76-128, SAE JI85, ULSA 4992, NFPA 101.

Sistema de contrapeso contra caídas para el ascenso del piso de perforación terrestres cuenta con ancla de PTR de 2" acero galvanizado, abrazadera y tornillería de acero galvanizado, cable de vida de 1/4" de diámetro 7 x 19 de acero galvanizado con resistencia a la tensión de 7000 lb, controlador de ascenso, descenso y sistema de arresto con carcasa de aluminio, disco de bronce para sistema de frenado centrifugo, cable guía 1/2" de diámetro con alma de acero 6 x 6, contrapeso con cavidad para adicionar peso muerto de balance, tensor de acero galvanizado de 3/4" x 22 y polea de 3" de diámetro de acero galvanizado. Instalado desde el changuero del mástil hasta el piso de perforación, indicadores que se activan al presentarse una caída descontrolada.

Sistema superficial de control de pozos.

Durante las operaciones de perforación si llegara a manifestarse un brote, el sistema de control superficial deberá tener la capacidad de proveer el medio adecuado para cerrar el pozo y para circular el fluido invasor fuera de la perforación.

El control de un pozo lo constituyen generalmente en la superficie, los Sistemas independientes que son el de circulación y el de preventores de reventones.

Las personas claves en un equipo de perforación terrestre o plataforma de perforación costa fuera son el Técnico y el Perforador. Si ellos se mantienen alertas y están adiestrados en el funcionamiento y operación de los componentes superficiales, así como los indicadores de la presencia de un brote, no dudarán en aplicar los procedimientos para tener el pozo bajo control.



Un conjunto de preventores deberá tener un arreglo que permita:

- Cerrar la parte superior del pozo alrededor de la tubería de perforación o de la lastra barrenas y en su caso, bajo condiciones de presión meter la tubería hasta el fondo del pozo.
- Descargar en forma controlada el gas, lodo cortado con gas o agua salada.
- Bombear fluidos al interior del pozo y circular el brote a la superficie.
- Colgar la tubería de perforación y si es necesario cortarla.
- Conectarse al pozo nuevamente, después de un período de abandono temporal.
- Una redundancia en equipo para el caso de que algún componente falle pueda inmediatamente operarse otro.

El arreglo de preventores de superficie lo forman varios componentes, algunos de estos son los: preventores anulares (esféricos), los preventores de arietes en sus diversas formas, los carretes de control, y demás componentes, los cuales a continuación se describen.

Arreglos del conjunto de preventores.

El criterio para seleccionar el conjunto de preventores debe considerar la magnitud del riesgo expuesto y el grado de protección requerida, cuando los riesgos son pequeños y conocidos tales como:

- Presiones de formación normales.
- Áreas desérticas o montañosas, alejadas de los grandes centros de población.

Un arreglo de preventores sencillo y de bajo costo puede ser suficiente para la seguridad de la instalación. El riesgo es mayor cuando se tienen:



- Presiones de formación anormales.
- Yacimientos de alta productividad o presión.
- Áreas densamente pobladas.
- Grandes concentraciones de personal y equipo, como el caso de barcos y plataformas marinas.

La clasificación típica del API para conjuntos de preventores se basa en el rango de presión de trabajo. Los arreglos que el API RP-53 (3ra. Edición Marzo, 1997) recomienda son los adecuados para operar con: 2,000, 3,000, 5,000, 10,000, y 15,000 lb/pl2 de presión de trabajo y el código API empleado en la designación de los diferentes arreglos de preventores es el siguiente:

- G-Cabeza rotaria.
- A-Preventor anular.
- R-Preventor de arietes para tubería de perforación: ciegos, variables o de corte.
- Rd-Preventor doble de arietes para tubería de perforación: ciegos, variables o de Corte.
- S-Carrete de control con salidas laterales para líneas de matar y estrangular.
- K-1000 lb/plg2 (70 Kg/cm2) de presión de trabajo.

Para referirse a un conjunto de preventores se identifica de acuerdo con la clasificación en orden ascendente de la siguiente manera.

5K – 13 5/8 – RSRRRA

Se refiere a un conjunto de preventores de 13 5/8 plg de diámetro de una presión de trabajo de 5000 lb/plg2 (352 Kg/cm2) con un preventor de arietes en la parte inferior,



un carrete de control, dos preventores de arietes y un preventor anular en la parte superior. Esta nomenclatura puede variar en la ubicación del preventor ciego de corte y los preventores de arietes con diámetro variable; de acuerdo con la etapa de perforación.

Como norma, todos los preventores de arietes deben tener extensión y maneral para asegurar mecánicamente su cierre efectivo.

Preventor de Arietes.

El preventor de arietes tiene como característica principal utilizar diferentes tipos y medidas de arietes que se requieren en los arreglos de los conjuntos de preventores, y por su diseño es considerado como el más seguro.

Otras características son:

- El cuerpo del preventor se fabrica como unidad sencilla o doble.
- Puede instalarse en pozos terrestres o en plataformas costa afuera.
- La presión del pozo ayuda a mantener cerrados los arietes.
- Tiene un sistema de operación secundario para cerrar manualmente los arietes.
- Los elementos de los arietes tienen una reserva de hule auto alimentable.
- Modificando los pistones de operación, al usar arietes de corte sirven para cortar tubería quedando el pozo cerrado.

Los arietes de preventores constan de una pieza de acero fundido de baja aleación y de un conjunto sellante diseñado para resistir la compresión y sellar eficazmente.



Los tipos de arietes usados en los arreglos de los conjuntos de preventores son los siguientes:

Arietes para tubería.

- Los arietes para tubería de perforación o de revestimiento están constituidos por un sello superior y por un empaque frontal. Ambos empaques son unidades separadas y pueden cambiarse independientemente.
- En caso de emergencia permite el movimiento vertical de la tubería, para lo cual debe regularse la presión de cierre del preventor.
- Cuando existe presión en el pozo, evitan la expulsión de la tubería al detenerse la junta en la parte inferior del ariete.
- En casos de emergencia, permiten colgar la sarta cerrando los candados del preventor.

Arietes variables.

- Los arietes variables son similares a los descritos anteriormente. La característica que los distingue es cerrar sobre un rango de diámetros de tubería, así como de la flecha.

Arietes de corte.

Los arietes de corte están constituidos por cuchillas de corte integrados al cuerpo del ariete, empaques laterales y empaques frontales de las cuchillas. La función de estos arietes es cortar tubería y actuar como arietes ciegos para cerrar el pozo, cuando no se dispone de arietes ciegos durante la operación normal de perforación.

Preventor anular.



Este preventor anular también conocido como esférico, es instalado en la parte superior de los preventores de arietes. Es el primero en cerrarse cuando se presenta un brote. El tamaño y su capacidad deberán ser iguales que los preventores de arietes.

El preventor anular consta en su parte inferior de un elemento empacador de hule sintético, que al operarlo se deforma concéntricamente hacia su parte inferior efectuando el cierre alrededor de la tubería. Al abrir la "dona" se contrae y queda en posición de abierto al mismo diámetro de paso que los otros preventores.

En el preventor anular HYDRIL tipo "GK" la presión hidráulica de cierre se ejerce sobre el pistón de operación y sube conforme asciende el elemento de hule, comprimiéndose hacia dentro hasta completar el sello sobre cualquier tubería o herramienta que esté dentro del preventor.

Para el preventor anular Cameron tipo "D" la presión de cierre fuerza hacia arriba el pistón de operación y el plato impulsor desplaza el aro de hule sólido, forzando a la "Dona" a cerrarse, activándose simultáneamente los insertos de acero que refuerzan al elemento de hule, girando interiormente hasta formar un anillo de soporte continuo tanto en la parte superior como en la parte inferior del elemento empacador.

Recomendaciones de operación:

- La frecuencia de las pruebas será igual a la del conjunto de preventores.
- El preventor anular debe probarse al 70% de su rango de presión de trabajo y siempre sobre la tubería de perforación, aplicando la presión de cierre recomendada por el fabricante en función del diámetro de la tubería.
- Para rotar lentamente la tubería con el elemento sellante cerrado, deberá ajustarse la presión de cierre, como se indica en los datos de cierre del fabricante.



- Para introducir o sacar tubería en un pozo con presión se ajustará la presión de cierre a la mínima necesaria para permitir el movimiento de la tubería hacia arriba o hacia abajo (esto en función de la presión que exista en el pozo). También se puede estar adicionando continuamente aceite a la tubería para lubricarla. Así mismo, se debe tener la precaución de disminuir la velocidad de introducción o extracción al pasar los coples de la tubería, con objeto de prolongar la vida útil del elemento sellante y permitir que se acople a los diferentes diámetros a que es expuesto, evitando así alguna fuga.

Unidad para operar preventores.

El sistema de control que acciona un arreglo de preventores, permite aplicar la potencia hidráulica suficiente para operar todos los preventores y válvulas hidráulicas instaladas.

Las prácticas recomendadas API RP-16E del Instituto Americano del Petróleo y el Reglamento del Servicio para el manejo de Minerales (MMS).

Establecen los requerimientos que se deberán tener en cuenta para la selección de una adecuada unidad de cierre en función al tamaño, tipo y número de elementos hidráulicos que serán operados para lograr un cierre.

Depósito almacenador de fluido.

Cada unidad de cierre tiene un depósito de fluido hidráulico el cual debe tener cuando menos el doble de la capacidad del banco de acumuladores. Por su diseño de fabricación rectangular cuentan con dos tapones en cada extremo, que al quitarlos permite observar el interior cuando se inspecciona en las descargas de cuatro pasos (ram-lock).



Por la parte inferior del depósito, salen en forma independiente las líneas de succión para las bombas hidroneumáticas y la bomba hidroeléctrica. Al tanque de almacenamiento descargan las líneas de las válvulas de seguridad en caso de presentarse un incremento de presión dentro del sistema. Debe utilizarse un fluido hidráulico (aceite lubricante o una mezcla de agua y aceite lubricante) que no dañe los sellos de hule que tenga el sistema de cierre. Para ambiente con temperaturas menores a 0 °C (32 °F) deberá agregarse un volumen suficiente de glicol al fluido de operación que contenga agua.

Acumuladores.

Los acumuladores son recipientes que almacenan fluidos hidráulicos bajo presión. Los términos acumulador y unidad de cierre con frecuencia son usados en forma intercambiable.

Precisando, una unidad de cierre es una manera de cerrar el preventor, mientras que un acumulador es una parte del sistema que almacena fluido hidráulico bajo presión, para que este actúe hidráulicamente en el cierre de preventores. Por medio del gas de nitrógeno comprimido, los acumuladores almacenan energía, la cual será usada para efectuar un cierre rápido.

Hay dos tipos de acumuladores:

El tipo separador. Usa un diafragma flexible el cual es de hule sintético resistente y separa completamente la precarga de nitrógeno del fluido hidráulico.

El tipo flotador. Utiliza un pistón flotante. Como un requerimiento mínimo, todas las unidades de cierre deberán estar equipadas de un banco de acumuladores con suficiente capacidad volumétrica para suministrar un volumen usable de fluido para cerrar un



preventor de arietes, un preventor anular, más el volumen requerido para abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación (con las bombas paradas).

El banco de acumuladores deberá accionar el sistema para que cada preventor de arietes cierre en un tiempo no mayor de 30 segundos. El tiempo de cierre para preventores anulares menores de 20 pulgadas de diámetro no deberá ser mayor a 30 segundos. Si el preventor anular tiene más de 20 pulgadas de diámetro deberá cerrarse en 45 segundos.

Las prácticas recomendadas API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo recomiendan que los sistemas acumuladores tengan una cantidad mínima de fluido igual a tres veces el volumen requerido para cerrar el preventor anular más un preventor de arietes.

Esto ofrecerá un margen de seguridad igual a 50%, una regla empírica aplicada en el campo petrolero sugiere tres veces el volumen necesario para cerrar todos los preventores instalados.

Estos se encuentran provistos de una válvula de seguridad que abre a las 3,500 lb/plg², cuando se requiera operar entre 3,000 y 5,000 lb/plg², que es la máxima presión de operación del sistema, deben cerrarse las válvulas aisladoras de los acumuladores.

Fuentes de energía.

Cada unidad de cierre deberá contar con el suficiente número y tamaño de bombas que cumplan satisfactoriamente con las operaciones descritas en este párrafo. Con el banco de acumuladores aislado, las bombas deberán ser capaces de cerrar el preventor anular sobre la tubería en uso, abrir la válvula hidráulica de la línea de estrangulación y



mantener una presión mínima de 14 Kg/cm² (200 Lb/plg²) por arriba de la presión de precarga de N₂ en un tiempo de dos minutos.

El sistema de la unidad de cierre está formado por una combinación de bombas de aire y eléctricas. Básicamente cada bomba opera a bajo volumen de fluido y alta presión accionándose por medio de una fuente neumática y la otra por medio de energía eléctrica.

Normalmente en cada sistema lo constituyen dos bombas hidroneumáticas y una bomba triplex eléctrica. Las bombas son instaladas de tal manera que cuando la presión en los acumuladores baje al 90% de la presión de operación, se active un interruptor electromagnético y arranque automáticamente para restablecer la presión.

Consolas de control remoto.

En todo equipo terrestre o plataforma de perforación costa fuera, deberán estar equipados con el número suficiente de tableros de control remoto, ubicados estratégicamente donde el perforador o el técnico puedan llegar con rapidez.

Normalmente se tiene una consola en el piso de perforación y otra en un lugar accesible. En las plataformas marinas, deberá tenerse un tablero de control remoto en la oficina del superintendente y otra consola adicional ubicada en el muelle que este situada a favor de los vientos dominantes.

Al término de cada instalación del arreglo de preventores, según la etapa de perforación por continuar; deberán efectuarse todas las pruebas de apertura y cierre desde la misma unidad y posteriormente desde cada estación de control remoto que se encuentre en operación, para verificar el funcionamiento integral del sistema.

Cabezal de tubería de revestimiento.



El cabezal de la tubería de revestimiento forma parte de la instalación permanente del pozo y se usa para anclar y sellar alrededor de la siguiente sarta de tubería de revestimiento.

Por diseño puede ser roscable, soldable o bridada, además se utiliza como base para instalar el conjunto de preventores.

Las salidas laterales del cabezal pueden utilizarse para instalar las líneas secundarias (auxiliares) de control y su uso deberá limitarse para casos de emergencia. Cuando las líneas no están instaladas, es recomendable disponer de una válvula y un manómetro en dichas salidas.

La norma API-6A del Instituto Americano del Petróleo establece las siguientes especificaciones para el cabezal de tubería de revestimiento.

- La presión de trabajo deberá ser igual o superior que la presión superficial máxima que se espere manejar.
- Resistencia mecánica y capacidad de presión acordes a las bridas API y a la tubería en que se conecte.
- Resistencia a la flexión (pandeo) será igual o mayor que la tubería de revestimiento en que se conecte.
- Resistencia a la compresión para soportar las siguientes TRs que se van a colocar.

Carrete de control.

El carrete de control se instala para conectar las líneas primarias de matar y estrangular en un conjunto de Preventores.

El API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo recomienda que estas se conecten a un preventor con salidas laterales, eliminando con esto el carrete de control con la gran



ventaja de disminuir la altura del conjunto de preventores, así como el número de bridas que, como se mencionó, es el punto más débil del conjunto.

Sin embargo, en la mayoría de los casos se prefiere usar un carrete, ya que están sujetos a la erosión, resulta más económico eliminar un carrete que un preventor, también se dispone de mayor espacio entre preventores, lo que facilita la operación de introducir tubería a presión.

Especificaciones y recomendaciones de operación:

- Para rangos de presión de 2,000 y 3,000 lb/plg², las salidas laterales deben tener un diámetro interior mínimo de 2 pulgadas y ser bridadas o de grampa.
- El diámetro interior debe ser por lo menos igual al del último cabezal instalado en el pozo.
- Tomando en consideración las ventajas descritas, es conveniente tener instalado un preventor de arietes en la parte inferior del carrete de control.
- Para los rangos de presión de 5,000; 10,000 y 15,000 lb/plg² las salidas deben ser de un diámetro inferior mínimo de 2 pulgadas para la línea de matar y de 3 pulgadas para la línea de estrangular.
- El rango de presión de trabajo debe ser acorde al conjunto de preventores.
- Las salidas laterales de los cabezales no deben usarse para conectar las líneas primarias de matar y estrangular, con el objetivo de evitar el daño que por erosión se puede provocar a la instalación definitiva del pozo.
- Estas salidas pueden ser utilizadas como líneas auxiliares (secundarias) de matar y estrangular, debiendo limitar su uso el tiempo mínimo posible cuando ocurran fallas en ellas.



Conexiones superficiales de control.

Al considerar las conexiones superficiales de control del pozo se deben considerar factores tales como las presiones de la formación y en la superficie, método (s) de control que serán empleados, situación ambiental del pozo, corrosividad, volúmenes, toxicidad y abrasividad de los fluidos esperados, como lo especifica la práctica recomendada API-RP53 del Instituto Americano del Petróleo.

Líneas de matar.

La línea de matar es una de las partes integrales del sistema de control superficial, requerido para llevar a cabo las operaciones de control de pozos cuando el método normal de control (a través de la flecha o directamente por la tubería) no puede ser empleado.

La línea de matar conecta las bombas de lodo del equipo, con una de las salidas laterales del carrete de control o de los preventores. La conexión de la línea de matar al arreglo de los preventores dependerá de la configuración parcial que tengan, pero debe localizarse de tal manera que se pueda bombear fluido debajo de un preventor de arietes, que posiblemente sea el que se cierre.

Solo en caso de extrema urgencia, la línea de matar podrá conectarse a las salidas laterales del cabezal o carrete de TR o debajo de un preventor de arietes para tubería que se encuentre más abajo del arreglo.

Para rangos de presión de trabajo mayores de 5,000 lb/plg², se instalará una línea de matar "remota" (a una distancia considerable) para permitir el uso de una bomba de alta presión, si las bombas del equipo se vuelven inaccesibles o inoperantes.

Múltiples y líneas de estrangular.



El múltiple de estrangulación está formado por válvulas, cruces, "T's" de flujo, estranguladores y líneas. Se diseñan para controlar el flujo de lodo y los fluidos invasores durante el proceso de control de un pozo.

En un sistema de control superficial está conectado al arreglo de preventores a través de líneas metálicas que proporcionan alternativas a la dirección del flujo o permiten que este (por medio de las válvulas) sea confinado completamente. La estandarización y aceptación de los múltiples de estrangulación está reglamentado por la norma API 16C y por la práctica recomendada API RP53 del Instituto Americano del Petróleo.

El diseño del múltiple de estrangulación debe considerar varios factores que deberán tenerse en cuenta, siendo estos:

- Primero se debe establecer la presión de trabajo que al igual que el arreglo de preventores, estará en función de la presión máxima superficial que se espera manejar, así como de las presiones anticipadas de la formación.
- El o los métodos de control del pozo a usar para incluir el equipo necesario.
- El entorno ecológico que rodea el pozo.
- La composición, abrasividad y toxicidad de los fluidos congénitos y el volumen por manejar.

La línea y el múltiple de estrangulación deben estar controlados exclusivamente por la válvula hidráulica y estar dispuestos para que se desfogue por uno de los estranguladores hasta la presa de quemar. También debe estar abierta la válvula que comunica el manómetro para registrar presiones en el espacio anular.

En caso de no disponer de válvula hidráulica en la línea de estrangulación, el control del múltiple se hará con una sola válvula, preferentemente del múltiple de estrangulación, ya que, aunque está retirado, es más fácil y menos riesgoso el acceso.



Deben efectuarse inspecciones físicas a la línea y al múltiple, con el objeto de verificar que estén correctamente ancladas tanto la línea que conecta el múltiple como todas las líneas de descarga, así como de algunos otros daños físicos que se pudieran presentar.

Los estranguladores ajustables son accesorios diseñados para restringir el paso de los fluidos en las operaciones de control, generando con esto. Contrapresión en la tubería de revestimiento, con el fin de mantener la presión de fondo igual o ligeramente mayor a la del yacimiento, lo que facilita la correcta aplicación de los métodos de control.

La norma API-16C recomienda que se debe disponer de dos estranguladores ajustables manuales y uno hidráulico en pozos terrestres. En los pozos marinos se recomienda utilizar un estrangulador hidráulico adicional.

Los métodos vigentes de control de pozos se basan en mantener una presión de fondo constante que equilibre la presión de formación y están en función de las variables siguientes:

- Gasto y presión de bombeo.
- Columna hidrostática en el espacio anular.
- Contrapresión ejercida en el sistema.

Por lo que para cumplir con la condición de equilibrio de presión se recurre a las variables señaladas siendo la más sencilla y práctica la contrapresión ejercida, la cual se controla con el estrangulador ajustable.

Es decir que, en vez de variar el gasto, la presión de bombeo o la densidad del fluido de perforación, resulta más fácil estar variando el diámetro del estrangulador para mantener la presión de fondo constante durante la operación de control.

Algunas ventajas relevantes adicionales son:



- La velocidad para abrir o cerrar el estrangulador y la diversidad de opciones del diámetro del orificio.
- Cuando se obstruye por pedacerías de hule, formación, basura, etc., tiene la facilidad de abrirse hasta el diámetro máximo permitiendo el paso de los materiales obstruyentes, para posteriormente cerrarse rápidamente sin suspender la operación de control.

Nunca deberá sobrestimar la importancia de entrenar constantemente al personal en el manejo adecuado de un estrangulador ajustable ya sea manual o hidráulico. La manera de evitar confusiones es por medio de los simulacros. Las cuadrillas deberán operar el estrangulador ajustable y la consola de control remoto, durante los procedimientos de simulacros y pruebas. Cuando menos una vez cada siete días.

Preventor interior.

También llamado válvula de contrapresión de caída o anclaje, básicamente está constituido por la válvula de retención y sustituto de fijación, el cual se puede instalar en el extremo inferior o superior de la herramienta (aparejo de fondo). La válvula de retención se lanza por el interior de tubería de perforación y se hace descender bombeando el fluido de perforación, hasta llegar al dispositivo de fijación instalado; la válvula ancla y empaca cuando se ejerce la presión del pozo, evitando flujo de fluido por el interior de la tubería de perforación.

Otro tipo de preventores interiores son los conocidos como válvulas de contrapresión tipo charnela y pistón; su utilización es recomendable en la sarta de perforación porque permite el manejo de obturantes e inclusive la colocación de tapones.

Sistema de desviador de flujo.



Este sistema se utiliza como un medio de control de pozo, ya que proporciona un determinado grado de protección antes de que se corra y cimente la tubería de revestimiento superficial sobre la que se instalarán los preventores. Las prácticas recomendadas API RP-53 del Instituto Americano del Petróleo establecen criterios para seleccionar, instalar y operar el equipo de sistemas desviador de flujo (divertes).

Un desviador de flujo puede cerrar sobre la flecha, tubería de perforación o revestimiento, lastra barrenas y no está diseñado para hacer un cierre completo del pozo o para el flujo; si no; más bien desviarlo abriendo simultáneamente las válvulas de las líneas de desfogue (venteo), derivando el flujo de formaciones someras hacia sitios alejados del equipo de perforación y del personal.

Evitando así el fracturamiento de las formaciones con el consecuente riesgo de comunicarse a la superficie por fuera de la tubería conductora, poniendo en peligro a la cuadrilla y a las instalaciones de perforación.

Desgasificador del lodo.

Este accesorio está instalado en el área de presas, de tal manera que pueda eliminar el gas del lodo contaminado que sale directamente del múltiple de estrangulación; para evitar que el lodo cortado con gas se circule nuevamente al interior del pozo. Hay un sistema desgasificador que funciona para eliminar el gas mediante una cámara de vacío presurizada. Este otro tipo de sistema de bomba que funciona por medio de un rociado centrífugo.

Ventajas que ofrece los desgasificadores de vacío:

- Remueven y eliminan el gas o aire del lodo en un alto porcentaje
- Facilita determinar la densidad efectiva en el lodo.



- Permite un control adecuado de altas viscosidades y fuerzas gelatinosas presentes en un lodo cortado por gas.
- Restablece a las condiciones originales el fluido de perforación, sin tener que agregar material químico.
- Mejoran y mantienen la eficiencia de las bombas de lodo, cuando el fluido es succionado está totalmente desgasificado.

Separador gas-lodo.

El separador gas-lodo forma parte del equipo auxiliar de control de superficie, su función es separar el gas que se incorpora al fluido de perforación cuando se presenta un brote. De esta manera se evita tirar lodo en las presas de desecho o contaminar con gas el área de trabajo.

Está constituido básicamente por un cuerpo cilíndrico vertical provisto en su parte interior de un conjunto de placas deflectoras distribuidas en espiral, una válvula de desfogue de presión en el extremo inferior, etc.

La corriente de la mezcla gas-lodo entra lateralmente al separador. En el interior, la presión de esta mezcla tiende a igualarse a la presión atmosférica, por la separación y expansión del gas, provocada por el conjunto de placas deflectoras que implementan la turbulencia de la mezcla.

El gas se elimina por la descarga superior y el lodo se recibe por gravedad en la presa de asentamiento, a través de una línea de flote. El objeto de la válvula check, instalada en el extremo inferior del separador, es protegerlo de sobre presión excesiva. La válvula superior permite desfogar el gas, en caso de obstruirse la línea de descarga durante las operaciones del control.

Freno de corona.



Es un dispositivo de paro de seguridad necesario para evitar que el bloque viajero llegue a golpear la corona en su viaje ascendente, se usa en algunos malacates un dispositivo neumático instalado en el acelerador del malacate y en el freno. Este dispositivo incluye un sensor que indica el momento en que determinada cantidad de cable de perforación se ha enrollado en el tambor. Al llegar a ese punto, una palanca del tambor desconecta la energía que va a los embargues y acciona al freno manteniéndolo en esa posición mediante un dispositivo de cierre (válvula cronomatic), luego será necesario devolver la palanca a su posición original y purgar la presión del aire antes de estar en condiciones de movilizar otra vez el bloqueo viajero.

Freno del malacate (hidromático).

La función básica de este accesorio es de auxiliar al sistema de frenos del malacate cuando la carga es demasiado pesada. Es un hidrorretardador que absorbe potencia, convirtiendo la energía mecánica en calor, dentro del fluido de trabajo que normalmente es agua.

Protección anticorrosiva.

Debe considerarse como un sistema de recubrimiento tipo tricapa. La aplicación de la protección anticorrosiva se ejecutará en planta y debe considerar lo siguiente:

- La preparación de la superficie a recubrir debe cumplir con dos criterios; grado de limpieza y perfil de anclaje, los cuales deben especificarse por el fabricante y cumplir con lo indicado en la norma NOM-007-SECRE-2010.
- Limpieza con chorro de granalla de acero a metal blanco para dejar un patrón de anclaje.
- La aplicación del recubrimiento se ejecutará de acuerdo al procedimiento propuesto por el fabricante de los productos.



- En cada extremo del tubo se dejará sin aplicación del anticorrosivo, una distancia que será de acuerdo con recomendaciones del fabricante, para evitar daños al recubrimiento en la ejecución de los trabajos de alineación y soldadura.
- Inspección dieléctrica del recubrimiento con un detector de fallas de recubrimiento y reparación de defectos de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y a satisfacción del regulado.
- Realizar pruebas del material anticorrosivo, conforme a las especificaciones del ASTM y/o AWWA.

Se debe considerar todos los movimientos de carga, transporte, descarga y distribución de tubería recubierta, desde la planta de recubrimiento al derecho de vía en caso de línea regular o en la pera de lanzamiento de la obra especial, acomodando los tubos, uno tras otro, traslapados, paralelos al eje de la zanja, sobre costales rellenos de arena o tierra, teniendo cuidado de no dañar la tubería y su recubrimiento. El contratista deberá colocar los materiales adecuados para evitar que durante las maniobras, estibas, transporte de tubería recubierta se dañe la protección, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Soldaduras.

El personal debe ser especializado en aplicación de soldadura con calificación de soldador, siendo responsable de realizar lo especificado en el procedimiento, cumpliendo con todos los requisitos de seguridad y reportar todas las observaciones convenientes que ameriten la revisión. Las soldaduras deben ser realizadas mediante un procedimiento aprobado, supervisado por personal calificado, y que tenga



conocimiento de los riesgos al estar expuesto utilizando equipos y materiales apropiados para la construcción.

Inspección radiográfica.

Se utilizará una fuente de radiación tipo rayos X. Los tiempos de exposición varían en función de la actividad, de la fuente, del día, de la exposición, etc.

Prueba hidrostática.

La tubería para el transporte de hidrocarburos gaseosos se debe probar hidrostáticamente antes de entrar en operación. El diseño contempla elementos de desfogue que permitirán desalojar el aire para la realización de la prueba hidrostática.

Señalización preventiva y predictiva.

Este procedimiento consiste en colocar a lo largo del derecho de vía la señalización correspondiente, para localizar e identificar la tubería y de esta manera reducir el riesgo de posibles daños a la misma. Los señalamientos serán de tipo informativo y preventivo.

Protección catódica.

El sistema de protección catódica mediante ánodos de sacrificio está basado en el consumo del ánodo protector (ánodo galvánico). Consiste en conectar a las estructuras un material de una electronegatividad más baja o más negativa que la del material a protegerse para impedir el proceso de oxidación a este material. El potencial entre el material anódico y la estructura debe ser de una magnitud suficiente para sobreponerse al potencial de las celdas galvánicas y contrarrestar el flujo de corriente creado por estas en la estructura.



3.1.2-Medidas Preventivas de la empresa Consorcio Mexicano Manufacturero (CMM).

Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V., actualmente se encuentra en un proceso de implementación del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA), con Clave Única de Registro de Regulado (CURR): ASEA-GUM17295C, con fecha 10 de octubre de 2017.

Los aspectos que son considerados en los 18 elementos del sistema de administración de seguridad de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. son los siguientes:

POLÍTICA.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-Política	Política de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.	Política
SA-CMM-I-M01	Manual de Gestión Integral.	Manual
SA-CMM-I-P01	Mecanismo para la Política de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección Al Medio Ambiente.	Procedimiento

IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGOS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-II-P01	Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos.	Procedimiento
SA-CMM-II-P01-F01	Matriz de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos	Formato



Código	Nombre	Tipo de documento
	de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa.	
SA-CMM-II-P01-F02	Programa de Atención de Recomendaciones Derivadas del Análisis de Riesgo.	Formato
SA-CMM-II-P01-F03	Registro y/o Revisión de Análisis de Riesgo.	Formato
SA-CMM-II-P01-F04	Reporte de Actos y Condiciones Inseguras.	Formato
SA-CMM-II-P01-F05	Matriz de Identificación de Aspectos y Evaluación de Impactos Ambientales.	Formato
SA-CMM-II-P01-F06	Evaluación de Resultados y Comunicación de Desempeño.	Formato

REQUISITOS LEGALES.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-III-P01	Requisitos Legales.	Procedimiento
SA-CMM-III-P01-A01	Requisitos Legales.	Anexo
SA-CMM-III-P01-A02	Matriz de Identificación de Normatividad Aplicable.	Se cambió título

METAS, OBJETIVOS E INDICADORES.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-IV-P01	Procedimiento para Identificar las Metas, Objetivos e Indicadores.	En alcance
SA-CMM-IV-P01-A01	Matriz de indicadores en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.	En alcance

FUNCIONES, RESPONSABILIDADES Y AUTORIDAD.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-V-P01	Funciones, Responsabilidades y Autoridad.	Procedimiento
SA-CMM-V-P01-A01	Descripciones de Puestos de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V. para el Sistema de Administración de la Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.	Se añade en alcance

COMPETENCIA, CAPACITACIÓN Y ENTRENAMIENTO.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-VI-P01	Mecanismo para Identificar las Necesidades de capacitación, Entrenamiento y Reentrenamiento del personal incluyendo Contratistas, Subcontratistas, Prestadores de Servicio y Proveedores, considerando los impactos y los riesgos de sus actividades, tomando en cuenta los Requisitos Legales Aplicables.	Procedimiento
SA-CMM-VI-P01-F01	Lista de Asistencia.	Formato
SA-CMM-VI-P02-F02	Evaluación del Curso de Capacitación.	Formato
SA-CMM-VI-P01-F03	Identificación de Necesidades de Capacitación.	Formato
SA-CMM-VI-P01-F04	Reporte de Capacitación.	Formato
SA-CMM-VI-P01-F05	Evaluación del Personal con Actividades Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.	Formato
SA-CMM-VI-P01-F06	Programa de Capacitación y Actividades en Materia Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.	Formato
SA-CMM-VI-P01-F07	Identificación de Necesidades para la Programación de Capacitación en SISOPA.	Formato
SA-CMM-VI-P01-F08	Perfil del Puestos.	Formato



Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-VI-P01-F09	Matriz de Competencias Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente.	Formato
SA-CMM-VI-P02	Competencia, Formación y Toma de Conciencia.	Procedimiento

COMUNICACIÓN, PARTICIPACIÓN Y CONSULTA.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-VII-P01	Procedimiento de Comunicación Participación y Consulta.	Procedimiento
SA-CMM-VII-P01-F01	Programa de Comunicación.	Formato
SA-CMM-VII-P01-F02	Lista de Asistencia a Reuniones.	Formato
SA-CMM-VII-P01-F03	Minuta Reuniones.	Formato
SA-CMM-VII-P01-F04	Buzón de Retroalimentación.	Formato
SA-CMM-VII-P01-F05	Oficio de Comunicación.	Formato
SA-CMM-VII-P01-F06	Reporte Preliminar de Accidentes.	Formato
SA-CMM-VII-P01-F07	Mecanismo de Comunicación.	Formato
SA-CMM-VII-P02	Quejas y Sugerencias.	Procedimiento

CONTROL DE DOCUMENTOS Y REGISTROS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-VIII-P01	Procedimiento para el Control Documentos y Registros.	Procedimiento

MEJORES PRÁCTICAS Y ESTÁNDARES.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-IX-P01	Mejores Prácticas y Estándares.	Procedimiento
SA-CMM-IX-P02	Procedimiento de Ingeniería.	Procedimiento
SA-CMM-IX-P02-F01	Listado de documentos de proceso, diagramas de flujo de proceso, diagramas de tubería e instrumentación y otros, área contractual Mareógrafo.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F02	Revisión de las modificaciones requeridas.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F03	Acuerdos en Referencia a Necesidades y/o Modificaciones Requeridas.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F04	Aprobación del Servicio.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F05	Control de Requerimientos y Proyectos de Ingeniería.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F06	Entrega de Documentos y/o Planos.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F07	Intercambio de Requerimientos.	Formato

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-IX-P02-F08	Recopilación de Información para el Requerimiento de Ingeniería.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F09	Control y Resguardo para Almacenaje y Transporte en Servicios de Ingeniería.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F10	Revisión y Verificación Interna.	Formato
SA-CMM-IX-P02-F11	Verificación y Validación del Requerimiento de Información.	Formato

CONTROL DE ACTIVIDADES, ARRANQUES Y CAMBIOS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-X-P01	Mecanismos para la Revisión de Seguridad Pre-Arranque.	Procedimiento
SA-CMM-X-P01-F01	Lista de Verificación en Bombas.	Formato
SA-CMM-X-P01-F02	Lista de Verificación en Compresores.	Formato
SA-CMM-X-P01-F03	Lista de Verificación en Instrumentos.	Formato
SA-CMM-X-P01-F04	Lista de Verificación en Recipientes.	Formato
SA-CMM-X-P01-F05	Lista de Verificación en Seguridad y Contraincendio.	Formato
SA-CMM-X-P01-F06	Lista de verificación de aspectos administrativos y operación.	Formato
SA-CMM-X-P02	Práctica Segura Espacios Confinados.	Procedimiento

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-X-P02-F01	Certificado de Espacios Confinados.	Formato
SA-CMM-X-P02-F02	Registros de Entrada y Salida de Personal.	Formato
SA-CMM-X-P02-F03	Registros de Pruebas de Gas.	Formato
SA-CMM-X-P03	Práctica Segura para la Protección Contra incendio.	Procedimiento
SA-CMM-X-P04	Práctica Segura Barricadas.	Procedimiento
SA-CMM-X-P05	Práctica Segura para Prevención de Caídas.	Procedimiento
SA-CMM-X-P06	Práctica Segura Equipo de Protección Personal.	Procedimiento
SA-CMM-X-P06-F01	Guía de Referencia para Selección de Equipo de Protección Personal.	Formato
SA-CMM-X-P06-F02	Matriz de Necesidades Equipo de Protección Personal.	Formato
SA-CMM-X-P06-F03	Matriz Puesto-Persona para Capacitación y Adiestramiento.	Formato
SA-CMM-X-P07	Práctica Segura Bloqueo de Energía y Materiales Peligrosos.	Procedimiento
SA-CMM-X-P08	Práctica Segura Seguridad Eléctrica.	Procedimiento
SA-CMM-X-P09	Práctica Segura Apertura de Tuberías, Accesorios y Equipos de Proceso.	Procedimiento
SA-CMM-X-P10	Mecanismo para Auditorías Efectivas.	Procedimiento

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-X-P10-F01	Auditorías Efectivas.	Formato
SA-CMM-X-P10-F02	Plan de Acción y Seguimiento.	Formato
SA-CMM-X-P10-F03	Análisis de Seguridad en el Trabajo.	Formato
SA-CMM-X-P11	Mecanismo para Planear y Autorizar la Ejecución de Trabajo con Riesgo.	Procedimiento
SA-CMM-X-P11-F01	Sistema de Trabajo de Permiso con Riesgo.	Formato
SA-CMM-X-P12	Mecanismo para Administrar y Comunicar Cambios.	Procedimiento
SA-CMM-X-P12-F01	Registro Análisis de Cambio.	Formato
SA-CMM-X-P12-F02	Lista de Verificación para Cambios de Personal.	Formato
SA-CMM-X-P12-F03	Formato Administrativo para Cambios de Personal.	Formato
SA-CMM-X-P12-F04	Cambios de Emergencia.	Formato
SA-CMM-X-P13	Mecanismo para la elaboración de AST.	Procedimiento
SA-CMM-X-P13-F01	Instructivo de llenado AST.	Formato
SA-CMM-X-P14	Práctica Segura de Excavaciones.	Procedimiento

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-X-P14-F01	Excavaciones con profundidad de más de 30 cm. o donde puedan existir servicios subterráneos.	Formato
SA-CMM-X-P15	Practica segura Izaje.	Procedimiento
SA-CMM-X-P15-F01	Lista de verificación de equipo de izaje.	Formato
SA-CMM-X-P15-F02	Señales de izaje.	Formato
SA-CMM-X-P16	Gestión Integral de Residuos.	Procedimiento
SA-CMM-X-P16-F01	Etiqueta RP.	Formato
SA-CMM-X-P16-F02	Identificación de contenedores.	Formato
SA-CMM-X-P16-F03	Manifiesto de entrega, transporte y recepción de residuos peligrosos.	Formato
SA-CMM-X-P16-F04	Formato bitácora.	Formato
SA-CMM-X-P16-F05	Formato bitácora de generación residuos sólidos urbanos.	Formato
SA-CMM-X-P16-F06	Formato bitácora de generación residuos manejo especial.	Formato
SA-CMM-X-P16-F07	Formato sugerido para la bitácora de retorno de envases vacíos al proveedor.	Formato
SA-CMM-X-P16-F08	Lista de Verificación de Contratistas, Subcontratistas,	Formato

Código	Nombre	Tipo de documento
	Proveedores y Prestadores de Servicios en Materia de Residuos.	
SA-CMM-X-P17	Procedimiento Manejo de material peligroso.	Procedimiento
SA-CMM-X-P17-F01	Inventario de materiales peligrosos.	Formato
SA-CMM-X-P17-F02	Matriz de compatibilidad de materiales peligrosos.	Formato
SA-CMM-X-P17-F03	Lista de verificación de unidades destinadas al transporte de materiales peligrosos.	Formato
SA-CMM-X-A01	Reglamento de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental.	Anexo
SA-CMM-X-A02	Mecanismo para Identificar los Requerimientos de los procedimientos congruentes con sus Actividades.	Anexo

INTEGRIDAD MECÁNICA Y ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XI-P01	Procedimiento de Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad.	Procedimiento
SA-CMM-XI-P01-A01	Guía de inspecciones y pruebas.	Anexo



Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XI-P01-A02	Listado de refaccionamiento y partes para válvula tipo Cameron.	Anexo
SA-CMM-XI-P01-A03	Metodología de inspecciones basadas en riesgo.	Anexo
SA-CMM-XI-P01-A04	Procedimiento para gerenciamiento de viajes.	Anexo
SA-CMM-XI-P01-F01	Matriz de identificación de equipos y componentes críticos pertenecientes a un sistema o elemento agrupador.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F02	Revisión de Bases de Diseño de Ingeniería.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F03	Plan de Inspecciones para Fabricación.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F04	Programa inspecciones y pruebas.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F05	Registro y cálculo del nivel de criticidad.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F06	Evaluación del nivel de criticidad.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F07	Aceptación o rechazo de inspecciones y pruebas.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F08	Registro de fallas en equipos o elementos críticos.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F09	Plan de acción de ingeniería de confiabilidad.	Formato
SA-CMM-XI-P01-F10	Programa de auditorías IMAC.	Formato

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XI-P01-F11	Formato de control, seguimiento y documentación de las reparaciones y modificaciones.	Formato

SEGURIDAD DE CONTRATISTAS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XII-P01	Administración de la SISOPA de Contratistas.	Procedimiento
SA-CMM-XII-P01-A01	Anexo SISOPA Funciones y Responsabilidades del Personal de la Empresa Contratista, Subcontratista, Proveedores y Prestadores de Servicio para la Administración de la Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección del Medio Ambiente que realizan Actividades en Instalaciones de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.	Anexo
SA-CMM-XII-P01-F01	Requisitos Mínimos para la Preselección, Selección, Evaluación y Mejora Continua de los contratistas y Subcontratistas Prestadores de Servicios y Proveedores.	Formato
SA-CMM-XII-P01-F02	Comunicación de Información Relevante Sobre Riesgos Identificados.	Formato

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XII-P01-F03	Plan de Acción para la atención y Cierre de No Conformidades Identificadas a los Contratistas, Subcontratistas, Prestadores de Servicio y Proveedores.	Formato
SA-CMM-XII-P01-F04	Reporte de Incidentes/Accidentes Industriales o Personales de los Contratistas, Subcontratistas, Prestadores de Servicio y Proveedores.	Formato
SA-CMM-XII-P01-F05	Reporte Estadístico Mensual sobre Incidentes/Accidentes de Trabajo.	Formato
SA-CMM-XII-P02	Evaluación de Contratistas.	Procedimiento
SA-CMM-XII-P02-F01	Criterios de Evaluación de Contratistas.	Formato
SA-CMM-XII-P02-F02	Relación de Contratistas Calificados.	Formato

PREPARACIÓN Y RESPUESTA A EMERGENCIAS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XIII-P01	Preparación y Respuesta a Emergencias.	Procedimiento
SA-CMM-XIII-P02	Plan de Respuesta a Emergencia.	Procedimiento



Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XIII-P02-A01	Instructivo de Primeros Auxilios.	Anexo
SA-CMM-XIII-P02-F01	Programa Anual de Simulacros.	Formato
SA-CMM-XIII-P02-F02	Difusión del Simulacro.	Formato
SA-CMM-XIII-P02-F03	Evaluación del Simulacro.	Formato
SA-CMM-XIII-P02-F04	Resguardo de Instalaciones por Emergencias.	Formato
SA-CMM-XIII-P03	Programación, Planeación, Ejecución, Evaluación y Control de Simulacros de los Planes de Respuesta a Emergencia.	Procedimiento
SA-CMM-XIII-P03-A01	Escenarios de Riesgo.	Anexo
SA-CMM-XIII-P03-A02	Niveles de Emergencia.	Anexo
SA-CMM-XIII-P03-F01	Equipos, Materiales y Sistemas para la Atención de la Emergencia.	Formato
SA-CMM-XIII-P03-F02	Lineamientos para la Evaluación de Objetivos del Plan de Respuesta a Emergencia.	Formato
SA-CMM-XIII-P03-F03	Lista de Verificación de Evacuados.	Formato
SA-CMM-XIII-P03-F04	Conformación de Brigadas.	Formato

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XIII-P04	Mecanismo para la Planeación y Organización del Plan de Respuesta a Emergencias.	Procedimiento

MONITOREO, VERIFICACIÓN Y EVALUACIÓN.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XIV-P01	Mecanismo para la Práctica Segura de Monitoreo, Verificación y Evaluación.	Procedimiento
SA-CMM-XIV-P01-A01	Tareas que Requieren Controles Operacionales.	Anexo
SA-CMM-XIV-P01-F01	Medición del Desempeño.	Formato
SA-CMM-XIV-P02	Acciones Correctivas y Preventivas.	Procedimiento
SA-CMM-XIV-P02-F01	Análisis Causa Efecto.	Formato
SA-CMM-XIV-P02-F02	Acciones Correctivas y Preventivas.	Formato
SA-CMM-XIV-P02-F03	Plan de Acciones.	Formato
SA-CMM-XIV-P02-F04	Seguimiento del Estado de las Acciones Correctivas y Preventivas.	Formato

AUDITORÍAS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XV-P01	Procedimiento de Auditorías.	Procedimiento
SA-CMM-XV-P01-A01	Criterios para la Programación de Auditorías.	Anexo
SA-CMM-XV-P01-A02	Características, Selección y Responsabilidades del Equipo Anterior.	Anexo
SA-CMM-XV-P01-A03	Plan de Auditorías.	Anexo
SA-CMM-XV-P01-A04	Elaboración de Reporte de Auditorías.	Anexo
SA-CMM-XV-P01-A05	Evaluación de las No Conformidades.	Anexo
SA-CMM-XV-P01-A06	Elaboración del Plan de Atención de las No Conformidades.	Anexo
SA-CMM-XV-P01-A07	Criterios de Selección, Calificación y Entrenamiento de Auditores.	Anexo
SA-CMM-XV-P01-F01	Programa de Actividades de Auditoría.	Formato
SA-CMM-XV-P01-F02	Nota de No Conformidad.	Formato
SA-CMM-XV-P01-F03	Reporte de Hallazgos.	Formato
SA-CMM-XV-P01-F04	Formato de Reporte de Cierre de No Conformidad.	Formato
SA-CMM-XV-P01-F05	Programa para la Corrección de No-Conformidades.	Formato



INVESTIGACIÓN DE INCIDENTES Y ACCIDENTES.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XVI-P01	Reporte e Investigación de Causa Raíz de Incidentes y Accidentes.	Procedimiento
SA-CMM-XVI-P01-A01	Árbol Causa Raíz.	Anexo
SA-CMM-XVI-P01-A02	Diagrama de Pareto.	Anexo
SA-CMM-XVI-P01-F01	Reporte Preliminar de Incidente/Accidente.	Formato
SA-CMM-XVI-P01-F02	Inicio de Investigación.	Formato
SA-CMM-XVI-P01-F03	Ficha Técnica del Accidente.	Formato
SA-CMM-XVI-P01-F04	Informe Detallado de ICR Eventos 1.	Formato
SA-CMM-XVI-P01-F05	Plan de Acción para Atención a Recomendaciones de ICR's.	Formato

REVISIÓN DE RESULTADOS.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XVII-P01	Revisión de los Resultados	Procedimiento

INFORMES DE DESEMPEÑO.

Código	Nombre	Tipo de documento
SA-CMM-XVIII-P01	Procedimiento para el Cambio del Desempeño.	Procedimiento
SA-CMM-XVIII-P01-F01	Cumplimiento con los Informes que solicitan las Autoridades y/o Partes Interesadas.	Formato

4.-RESUMEN.

4.1.-Señalar las conclusiones del estudio.

El presente Estudio se elaboró bajo las premisas solicitadas por la *Guía de Estudio de Riesgo, modalidad análisis de riesgo*, para acompañar la Manifestación de Impacto Ambiental, modalidad particular, de las actividades de perforación del Pozo Mareógrafo 200DES y LDD.

La realización de este estudio tuvo los siguientes alcances específicos:

1. Realizar el análisis de riesgo ambiental para la actividad de Perforación del pozo Mareógrafo 200DES y LDD, tomando en cuenta la información de tecnología del proceso disponible en la etapa probatoria del Área Contractual Mareógrafo.

2. Realizar la evaluación preliminar e identificación de riesgos y jerarquizar los escenarios resultantes dando prioridad en el siguiente orden de magnitud de importancia.
 - Personal
 - Medioambiente
 - Instalaciones
3. Los protocolos de actualización para poder hacer cumplir las premisas, así como la selección de las metodologías adecuadas fueron seleccionados y definidos con el Grupo multidisciplinario asignado a los trabajos.
4. Demostración esquemática del nivel de riesgo residual de la actividad específica de perforación del pozo Mareógrafo 200DES con la matriz de riesgo de la compañía Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.

De acuerdo con el grado de riesgo resultante de la aplicación de las matrices se establecieron el nivel asociado a cada escenario estimando la región de Riesgo No Tolerable, Riesgo Indeseable, Riesgo Aceptable con Controles y la Región de Riesgo Tolerable con la cual se asignará la prioridad de las acciones recomendadas en el punto 3.1 de este estudio, ver tabla 4.1.1.

Color	Zona de riesgo	Acciones requeridas	Tiempos de atención
A	Alto	Los riesgos de este tipo son intolerables y deben provocar acciones inmediatas para implantar las recomendaciones generadas en el análisis de riesgos. El costo no debe ser una limitación y el hacer nada no es una opción aceptable. Estos riesgos representan situaciones de emergencia y deben establecerse	Se debe atender las Acciones Correctivas para la instalación o equipo en un periodo de no mayor de 7 días naturales

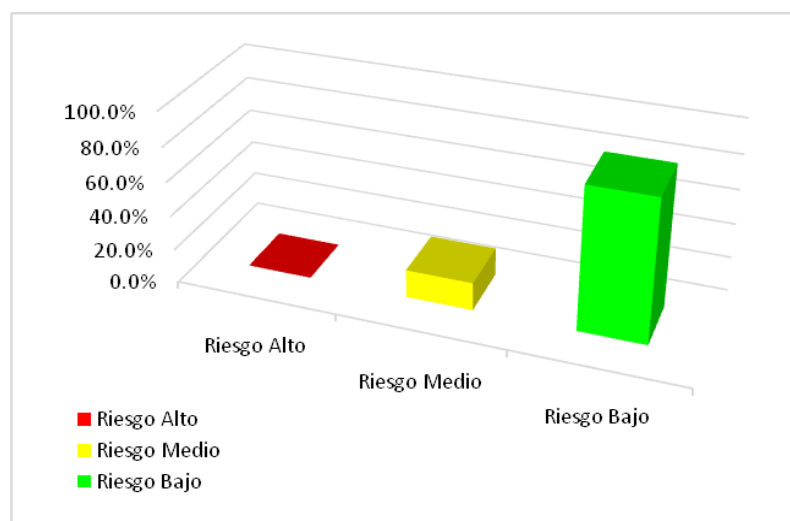
M	Medio	Región de Riesgo ALARP (As Low As Reasonably Practicable - Tan bajo como sea razonablemente práctico), (región "amarilla"): Los riesgos que se ubiquen en esta región deben estudiarse a detalle mediante análisis de tipo costo-beneficio para que pueda tomarse una decisión en cuanto a que se tolere el riesgo o se implanten recomendaciones que permitan reducirlos a la región de riesgo tolerable.	La conclusión de las Acciones Correctivas y Preventivas permanentes no debe ser mayor a 60 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas Permanentes. Si la solución requiere de un plazo mayor, se deben establecer Controles Temporales Inmediatos, las cuales deben atenderse en un plazo no mayor a 15 días naturales.
B	Bajo	El riesgo es de bajo impacto y tolerable, aunque pudieran tomarse acciones para reducirlo.	Las acciones requeridas en este nivel de riesgo se pueden atender en el día a día de la actividad rutinaria de los trabajos analizados.

Tabla 4.3.1 Niveles de ponderación de riesgo para actividades de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.

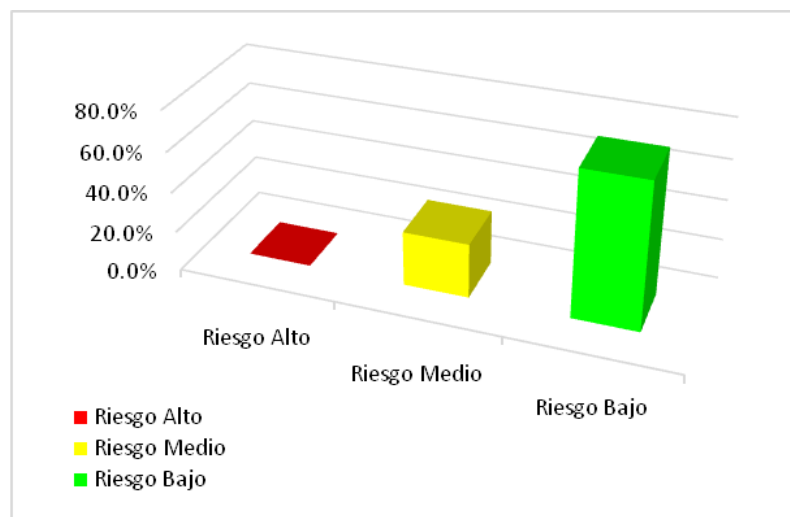
A manera de resumen, en la Tabla XI.1-3 se realiza la cuantificación de todas las categorías de riesgo identificadas en las desviaciones de las metodologías HAZOP Y HAZID, con lo cual se podrá observar el nivel de riesgo residual de la perforación terrestre del Pozo Mareógrafo 200DES y LDD.

Consecuencia	Categoría del riesgo(Cantidad)		
	Riesgo Alto	Riesgo Medio	Riesgo Bajo
HAZOP			
Grado de Riesgo	0	109	555
HAZID			
Grado de Riesgo	0	63	169

Tabla 4.3.2 Cuantificación de riesgos de las desviaciones.



Grafica 4.1.1 Cuantificación de riesgos de las desviaciones del HAZOP.



Grafica 4.1.2 Cuantificación de riesgos de las desviaciones del HAZID.

En la siguiente tabla 4.1-4, se presentan la distribución de riesgo por tipo de impacto, de acuerdo con las consecuencias hacia el personal, a la población, al medio ambiente y a la instalación o producción, de acuerdo con las matrices definidas.

Índice de riesgo	Matriz de riesgo Daños a Personas	Matriz de riesgo Daños al Medio Ambiente	Matriz de riesgo Daños a la Instalación/ Producción	Matriz de riesgo Daños al Impacto en la Imagen de la Empresa
Jerarquización del HAZOP				
A	0	0	0	0
M	38	28	32	11
B	128	138	134	155
Total de causas en las desviaciones analizadas= 664				
Jerarquización del HAZID				
A	0	0	0	0
M	39	12	8	4
B	19	46	50	54
Total de causas en las desviaciones analizadas= 232				

Tabla 4.1.4 Distribución de riesgo por tipo de impacto.

Con este registro presentado se puede dar trazabilidad al comportamiento del riesgo residual de las diferentes etapas que conlleva la actividad específica de la perforación terrestre del pozo Mareógrafo 200DES y LDD y poder crear un programa de recomendaciones y atención a las necesidades en materias de recursos para llevar la operatividad a niveles de riesgo tolerable de la compañía.

- Realización de cálculos cuantitativos mediante la metodología arboles de falla (FTA) para enunciar en la probabilidad de ocurrencia de los escenarios de riesgo detectados durante este estudio.

El desarrollo de una metodología cuantitativa que permitió analizar los escenarios más representativos obtenidos en los HAZOP y HAZID desarrollados durante este estudio, nos permitió saber numéricamente la probabilidad de ocurrencia de dichas hipótesis y entender sistemáticamente cuales son los factores que más pudiesen contribuir a la ocurrencia de los eventos no deseados.

6. Análisis de consecuencias (QRA) con el simulador PHAST de los eventos más probable y catastróficos resultantes del análisis HAZOP y HAZID.

Se obtuvieron 4 casos más probables (CMP) y 1 un peor caso (PC), resultantes de la etapa de identificación de peligros realizados en este estudio tomándose como criterio técnico los estándares nacionales e internaciones en materia de fugas y derrames de sustancias consideradas altamente riesgosas, así como los criterios de mejores prácticas para la obtención de resultados que permitan evaluar los planes de respuesta a emergencia, programas de simulacros y procedimiento operativos de los equipos evaluados.

Bajo revisión de lo anterior se realizó el análisis semi-cuantitativo del análisis de consecuencias, que nos ofreció un umbral de afectaciones máximas esperadas en el proceso los escenarios son presentados en la tabla 4.1.5:



Datos generales del escenario de riesgo	Zonas intermedias de salvaguarda								
	Toxicidad	Radiación Térmica					Sobrepresión		
		Jet Fire	Charco de fuego		Flash Fire				
Tipo De Escenario	Alto riesgo IDLH (100 ppm)	Amortiguamiento 1.4 kW/m ²	Riesgo 5 kW/m ²	Amortiguamiento 1.4 kW/m ²	Riesgo 5 kW/m ²	LFL	0.5 LFL	Amortiguamiento 0.5 psi	Riesgo 1.0 psi
CMM-MAR 200DES-CMP-01 Fuga gas natural en el sistema de preventores durante las etapas de perforación.	-----	116.80	83.63	-----	-----	39.54	94.50	140.50	120.74
CMM- MAR 200DES -CMP-02 Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación.	-----	304.60	162.31	-----	-----	12.58	34.18	157.29	107.49
CMM- MAR 200DES -CMP-03 Fuga de gas natural por unión bridada en la válvula lateral del árbol de válvulas.	-----	21.76	17.10	-----	-----	7.32	11.97	20.00	16.08
CMM- MAR 200DES -CMP-04 Fuga de gas de natural por poro de corrosión en la línea de descarga.	-----	4.74	7.32	-----	-----	21.67	34.67	51.30	42.97
CMM- MAR 200DES -PC-05 Fuga de gas natural por ruptura de línea de descarga.	-----	59.58	31.83	-----	-----	90.56	150.6	241.08	205.45

Tabla 4.1.4 Escenarios de riesgo esperados.



Determinando la interpretación detallada de los resultados presentados en el apartado 3.1 y 3.1.1 de este reporte donde se establecieron los riesgos asociados al medio ambiente y los asentamientos humanos respaldados con las conclusiones resultantes de la MIA-P en su apartado VIII.3 cuya redacción es la siguiente:

- *"El Proyecto evaluado comprende la ejecución de un pozo; cuyas principales acciones son: conformación de camino de acceso, plataforma o cuadro de maniobras (pera) y perforación del pozo, tendido de línea de descarga, así como obras complementarias, tales como instalación de cerca perimetral, falsetes, vados, alcantarillas, señalamientos, puertas, guardaganados y puertas metálicas. En resumen, como se ha desarrollado, las afectaciones provocadas por el Proyecto de Perforación del Pozo Mareógrafo 200DES tienen su mayor incidencia y magnitud en el factor ambiental suelo. Si bien estas afectaciones se caracterizan por ser puntuales, su impacto es bajo permanente (al modificarse las geoformas). En cuanto a la cobertura vegetal, las afectaciones son bajas, remediables a corto y mediano plazo.*

Por otra parte, el factor Estético y de interés humano, que engloban los componentes ambientales: vistas panorámicas y paisajes, naturaleza, espacios abiertos, paisajes y los aspectos físicos singulares, tiene una afectación de magnitud media. Es decir, son impactos bajos a mediano plazo y remediables a mediano plazo."

De forma general se concluye que el programa de perforación del pozo Mareógrafo 200DES con el equipo y LDD cuenta con los recursos humanos, administrativos y



mecánicos-tecnológicos de la ingeniería que son necesarias como elementos de seguridad para garantizar la prevención de los riesgos inherentes a las instalaciones y mitigar sus posibles consecuencias, manteniendo un nivel de riesgo residual "tan bajo como sea razonablemente factible" con las inversiones realizadas en su sistema de administración de riesgo.

Por lo cual es totalmente compatible en materia ambiental Dado el bajo nivel de impacto en los factores ambientales derivados del Proyecto, así como la posibilidad de remediación en un mediano y corto plazo, aunado a las características del Sistema Ambiental en donde se desarrollará no se encuentran elementos para proponer la evaluación de emplazamientos alternativos al aquí estudiado.

4.2.-Reporte técnico.

En el **Anexo 7** se podrá encontrar el archivo del reporte técnico realizado para este análisis de riesgo ambiental.



5.-FORMATOS DE PRESENTACION.

5.1.-Planos de localización.

Los planos utilizados para determinar las ubicaciones y trazos de los rubros analizados como medio biótico, así como los de actividades humanas están contenidos en el reporte de la Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Particular para la Perforación del Pozo Calibrador 100DES.

5.2.-Fotografías.

El registro fotográfico de la vegetación y zonas adyacentes al proyecto están contenidos en el reporte de la Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Particular para la Perforación del Pozo Calibrador 100DES.

5.2.-Videos.

No se cuenta con evidencia en grabaciones de video de los trabajos realizados.



Índice de Tablas

Tabla 1.1.3 Procedimientos y documentos relevantes dentro del plan de respuesta a emergencia del Área Contractual Mareógrafo.	14
Tabla 1.2.1.1 Número CAS de las sustancias manejadas durante el proyecto incluyendo las consideradas altamente riesgosas.	26
Tabla 1.2.1.2 composición del gas natural en el análisis de consecuencias.	27
Tabla 1.2.2.1 Estándares de construcción y calidad de los recipientes de almacenamiento de productos en las actividades de perforación.	29
Tabla 1.2.3.1 Equipos de proceso y auxiliares.	33
Tabla 1.2.4.1 Listado de documentación para aplicación y cumplimiento de las actividades de integridad mecánica y aseguramiento de las instalaciones de Consorcio Mexicano Manufacturero (CMM).	38
Tabla 1.3.1 Propiedades petrofísicas esperadas en el pozo.	39
Tabla 1.3.2 Fluido base-agua polimérico inhibido.	39
Tabla 1.3.3 Fluido de emulsión inversa.	40
Tabla 1.3.4 Condiciones de operación de la LDD del pozo Mareógrafo 200DES.	40
Tabla 1.3.5 Condiciones estándar para el diseño.	41
Tabla 1.3.6 Condiciones de entrada al ducto.	41
Tabla 1.3.7 Producción de gas natural.	41
Tabla 1.3.8 Condiciones de diseño.	42
Tabla 1.3.9 Producción de gas natural.	42



Tabla 1.3.10 Estado físico de las sustancias altamente riesgosas manejadas en las actividades del proyecto.	42
Tabla 1.4.1.1 Tipo de consecuencias (período 2000-2014).	50
Tabla 1.4.1.2 Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (2000-2014) por lugar de origen del evento.	51
Tabla 1.4.1.3 Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014) por tipo de transporte.	53
Tabla 1.4.1.4 Sustancias involucradas en los accidentes químicos reportados a la PROFEPA (2000-2014).	54
Tabla 1.4.1.5 Incidentes y accidentes en instalaciones similares.	56
Tabla 1.4.2.1 Jerarquización de probabilidad de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.	61
Tabla 1.4.2.2 Jerarquización de consecuencias de CMM.	63
Tabla 1.4.2.3 Resultados de grados de riesgo por desviaciones HAZOP.	67
Tabla 1.4.2.4 Resultados de grados de riesgo por desviaciones HAZID.	69
Tabla 1.4.2.5 Hipótesis de los escenarios seleccionados para el análisis consecuencias.	70
Tabla 2.1.1 Lista de sustancias manejadas en el análisis de consecuencias.	71
Tabla 2.1.2 composición de la mezcla utilizada en las simulaciones.	71
Tabla 2.1.3 Criterios para Asignar Tiempos de Duración de las Fugas.	72
Tabla 2.1.4selección de las Condiciones de Pasquill para el análisis de consecuencias.	73
Tabla 2.1.5 Condiciones de operación a considerar en el análisis de consecuencias.	76
Tabla 2.1.6 Valores Umbrales de afectación a reportar.	78



Tabla 2.1.7 Efectos generados a diferentes intensidades de Radiación Térmica.	79
Tabla 2.1.8 Vulnerabilidad de Materiales a la radiación.	80
Tabla 2.1.9 Efectos esperados durante un Flash Fire.	80
Tabla 2.1.10 Efectos esperados por sobrepresión.	81
Tabla 2.1.11 Fuga gas natural en el sistema de preventores durante las etapas de perforación. 82	
Tabla 2.1.12 Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación.	82
Tabla 2.1.13 Fuga de gas natural por descontrol de pozo en perforación.	83
Tabla 2.1.14 Fuga de gas de natural por poro en la línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES.	84
Tabla 2.1.15 Fuga de gas natural por ruptura de línea de descarga del pozo Mareógrafo 200DES. 84	
Tabla 2.2.1 resultados de los árboles de fallas (FTA).	105
Tabla 2.3.1 interacciones del riesgo del evento CMP-001 con el sistema biótico y asentamientos humanos.	114
Tabla 2.3.2 Interacciones del riesgo del evento CMP-002 con el sistema biótico y asentamientos humanos.	121
Tabla 2.3.3 Interacciones del riesgo del evento CMP-003 con el sistema biótico y asentamientos humanos.	125
Tabla 2.3.4 Interacciones del riesgo del evento CMP-004 con el sistema biótico y asentamientos humanos.	129



Tabla 2.3.5 Interacciones del riesgo del evento PC-005 con el sistema biótico y asentamientos humanos.	138
Tabla 3.3.1 Recomendaciones generadas de las sesiones de HAZOP Y HAZID.	150
Tabla 4.3.1 Niveles de ponderación de riesgo para actividades de Grupo Mareógrafo, S.A. de C.V.199	
Tabla 4.3.2 Cuantificación de riesgos de las desviaciones.	200
Tabla 4.1.4 Distribución de riesgo por tipo de impacto.	202
Tabla 4.1.4 Escenarios de riesgo esperados.	204

Índice de Figuras

Figura 1.1.1 Diseño de Pozo propuesto	2
Figura 1.1.2 Diseño del pozo Mareógrafo 200DES y su LDD.	3
Figura 1.1.3 Ubicación del Proyecto	4
Figura 1.2.1 diagrama de bloques que indica las principales etapas del proceso	15
Figura 1.2.2.2 ubicaciones de equipos y áreas durante los trabajos de perforación.	30
Figura 1.2.3.1 arreglo y localización de los equipos del sistema de control de brotes del equipo de perforación.	34
Imagen 1.3.1.1 cuarto de control remoto (<i>Dog House</i>) equipo de perforación.	43
Figura 1.3.2.1 Sistemas de aislamiento con los que cuenta el equipo de perforación del pozo Mareógrafo 200DES.	44
Figura 1.3.2.2 Sistemas esquemático de una bomba <i>Koomey</i> .	45
Figura 1.4.1.1 Emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014).	48
Figura 1.4.1.2 Tipo de consecuencias (período 2000-2014).	50
Figura 1.4.1.3 Tipo de emergencias químicas reportadas a la PROFEPA (período 2000-2014) por lugar de origen del evento.	52
Figura 2.2.1. Grafica de dispersión contra distancia CMP-001.	86
Figura 2.2.2. Grafica de afección por flamazo CMP-001.	86
Figura 2.2.3. Grafica de afección por Jet Fire CMP-001.	87
Figura 2.2.4. Grafica de afección por sobrepresión CMP-001.	88
Figura 2.2.5. Grafica de dispersión contra distancia CMP-002.	89
Figura 2.2.6. Grafica de afección por flamazo CMP-002.	90
E.R.A. Perforación de Pozo Mareógrafo 200DES y tendido de su LDD, Área Contractual 12.	212



Figura 2.2.7. Grafica de afección por Jet Fire CMP-002.	91
Figura 2.2.8. Grafica de afección por sobrepresión CMP-002.	92
Figura 2.2.9. Grafica de dispersión contra distancia CMP-003.	93
Figura 2.2.10. Grafica de afección por flamazo CMP-003.	94
Figura 2.2.11. Grafica de afección por Jet Fire CMP-003.	95
Figura 2.2.12. Grafica de afección por sobrepresión CMP-003.	96
Figura 2.2.13. Grafica de dispersión contra distancia CMP-004.	97
Figura 2.2.14. Grafica de afección por flamazo CMP-004.	98
Figura 2.2.15. Grafica de afección por Jet Fire CMP-004.	99
Figura 2.2.16. Grafica de afección por sobrepresión CMP-004.	100
Figura 2.2.17. Grafica de dispersión contra distancia PC-005.	101
Figura 2.2.18. Grafica de afección por flamazo PC-005.	102
Figura 2.2.19. Grafica de afección por Jet Fire PC-005.	103
Figura 2.2.20. Grafica de afección por sobrepresión PC-005.	104
Imagen 2.3.1 Área de riesgo de la localización del pozo Mareógrafo 200DES.	108
Grafica 4.1.1 Cuantificación de riesgos de las desviaciones del HAZOP.	200
Grafica 4.1.2 Cuantificación de riesgos de las desviaciones del HAZID.	201