



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Dictaminación Técnica de
Pozos Petroleros: Ingeniería
de Detalle y Análisis de
Riesgo para Proyectos del
Sector Hidrocarburos**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Carla Irina Lira Padilla

ASESOR DE INFORME

Lic. Favio Eraso Barbosa Cano



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Índice

Glosario de términos	3
Índice de figuras y tablas.....	5
Capítulo 1. Introducción y objetivo.....	9
Capítulo 2. Antecedentes	11
Capítulo 3. Contexto de la participación profesional.....	18
Capítulo 4. Metodología usada y casos de estudio	45
Capítulo 5. Resultados.....	65
Capítulo 6. Conclusiones	76
Anexos.....	79

Glosario de términos

- I. **Abandono:** Etapa final de un Proyecto del Sector Hidrocarburos, posterior al Cierre definitivo y Desmantelamiento de una Instalación en la que el sitio queda en condiciones seguras y ya no existen causas supervenientes de impacto al medio ambiente.
- II. **Acuífero:** Cualquier formación geológica o conjunto de formaciones geológicas hidráulicamente conectados entre sí, por las que circulan o se almacenan aguas del subsuelo que pueden ser extraídas para su explotación, uso o aprovechamiento y cuyos límites laterales y verticales se definen convencionalmente para fines de evaluación, manejo y administración de las aguas nacionales del subsuelo.
- III. **Barrera:** Medio establecido para evitar o mitigar eventos no deseados o Accidentes, a través de medios físicos o procedimientos para dirigir la energía a canales deseados y controlar su liberación indeseable. En el contexto de Pozos, será los elementos que previenen el flujo no planificado de fluidos o gases de la formación a la superficie o a otra formación.
- IV. **Disparo:** Acción de detonar una carga explosiva dentro de un Pozo, a una profundidad preestablecida, con la finalidad de comunicar al Yacimiento con el Pozo.
- V. **Estimulación:** Tratamiento realizado para inducir, restaurar o mejorar la productividad de un Yacimiento.
- VI. **Evaluación Técnica:** Proceso por medio del cual un Tercero Autorizado efectúa un análisis técnico comparativo de uno o más requisitos contra un patrón (dimensiones, propósitos, materiales, resultados, límites, alcances), del que se deriva un informe de evaluación.
- VII. **Peor escenario:** Escenario derivado del Análisis de Riesgos, el cual corresponde al mayor volumen estimado del material, energía o sustancia peligrosa producto de una liberación accidental, y el cual pudiese resultar en la afectación a las personas, al medio ambiente o a las instalaciones.
- VIII. **Perforación:** Conjunto de actividades para realizar y mantener la horadación que comunica al Yacimiento con la superficie, mediante herramientas diseñadas para la prospección o Extracción de Hidrocarburos. Comprende

desde su diseño, construcción, terminación y seguimiento de su integridad hasta su abandono.

- IX. Pozo de alivio:** Pozo que se perfora con la finalidad de controlar el flujo de fluidos o aliviar presión del Yacimiento en un pozo descontrolado.
- X. Pozo exploratorio:** Pozo cuyo objetivo es conocer la columna estratigráfica, confirmar la existencia de un sistema petrolero y, en su caso, localizar y delimitar un posible Yacimiento.
- XI. Prueba de producción:** Conjunto de actividades realizadas durante las actividades de Exploración o Extracción, a fin de evaluar una zona de interés para determinar la capacidad productiva, presión inicial de la formación, permeabilidad o extensión de un Yacimiento.
- XII. Taponamiento:** Intervención que se le realiza al pozo para su cierre temporal o definitivo y aislamiento de las formaciones atravesadas, con el objetivo de impedir la comunicación de la zona productora del Yacimiento con la superficie y evitar invasiones o flujo de fluidos del Yacimiento en la boca del pozo.
- XIII. Terminación:** Operaciones posteriores a la perforación y que siguen a la cementación de la tubería de revestimiento de producción, la introducción del aparejo de producción, la estimulación del pozo, la evaluación de la formación, con el fin de dejar el pozo produciendo Hidrocarburos o, en su caso, taponado.

Índice de figuras y tablas

Capítulo 2 Antecedentes

Figura 2.1 Principales entidades regulatorias de México

Figura 2.2 Proyecto de un pozo y la gestión de sus trámites

Figura 2.3 Normatividad aplicable

Tabla 2.1 Datos de los pozos exploratorios Sayuri – 1 y Mineko – 1

Capítulo 3 Contexto de la participación profesional

Figura 3.1 Sección estructural del pozo Sayuri – 1

Figura 3.2 Sección sísmica del pozo Sayuri – 1

Figura 3.3 Columna geológica proyectada del pozo Sayuri – 1

Figura 3.4 Ventana operativa del pozo Sayuri – 1

Figura 3.5 Sección vertical de la trayectoria del pozo Sayuri – 1

Figura 3.6 Desviadores de flujo del pozo Sayuri – 1

Figura 3.7 Árbol de producción del pozo Sayuri – 1

Figura 3.8 Estado Mecánico del pozo Sayuri – 1

Figura 3.9 Estado Mecánico con disparos y taponamiento del pozo Sayuri – 1

Figura 3.10 Radio de 1000 metros del pozo Sayuri – 1

Tabla 3.1 Datos del pozo Sayuri – 1

Tabla 3.2 Condiciones de yacimiento del pozo Sayuri – 1

Figura 3.11 Sección estructural del pozo Mineko – 1

Figura 3.12 Sección sísmica del pozo Mineko – 1

Figura 3.13 Columna geológica proyectada del pozo Mineko – 1

Figura 3.14 Ventana operativa del pozo Mineko – 1

Figura 3.15 Sección vertical de la trayectoria del pozo Mineko – 1

Figura 3.16 Desviadores de flujo del pozo Mineko – 1

Figura 3.17 Árbol de producción del pozo Mineko – 1

Figura 3.18 Estado Mecánico del pozo Mineko – 1

Figura 3.19 Estado Mecánico con disparos y taponamiento del pozo Mineko – 1

Figura 3.20 Jagueyes cercanos al pozo Mineko – 1

Figura 3.21 Asentamientos humanos cerca del pozo Mineko – 1

Tabla 3.3 Datos del pozo Mineko – 1

Tabla 3.4 Condiciones de yacimiento del pozo Mineko – 1

Tabla 3.5 Zonas de presiones anormales del pozo Mineko – 1

Tabla 3.6 Palabras guía en el análisis de riesgo

Tabla 3.7 Categoría de frecuencias

Tabla 3.8 Categoría de consecuencias

Capítulo 4 Metodología usada y casos de estudio

Figura 4.1 Ejemplo de estructura de la lista de verificación de ingeniería

Figura 4.2 Proceso realizado para la emisión de Actas y Dictámenes

Figura 4.3 Prevención al asentamiento de tuberías de revestimiento 1

Figura 4.4 Prevención al asentamiento de tuberías de revestimiento 2

Figura 4.5 Prevención a la densidad de lechada

Figura 4.6 Prevención a la prueba de goteo (LOT)

Figura 4.7 Pozo de alivio

Figura 4.8 Prevención para la tolerancia al brote

Figura 4.9 Prevención para el diámetro del agujero

Figura 4.10 Prevención para la tolerancia al brote de la TR de 5”

Figura 4.11 Observación para utilizar fluidos poliméricos

Figura 4.12 Prevención a la profundidad del pozo de alivio 1

Figura 4.13 Prevención a la profundidad del pozo de alivio 2

Figura 4.14 Prevención a la trayectoria del pozo de alivio 1

Figura 4.15 Prevención a la trayectoria del pozo de alivio 2

Figura 4.16 Prevención a las conexiones de tuberías de revestimiento

Figura 4.7 Ejemplo de estructura de la lista de verificación de Análisis de riesgo

Capítulo 5 Resultados

Figura 5.1 Proceso realizado para la emisión de Actas y Dictámenes

Figura 5.2 Fragmento del Programa original para la atención de la prevención del pozo de correlación

Figura 5.3 Atención a la prevención del asentamiento de tuberías

Figura 5.4 Fragmento del Programa original para la atención de la prevención de la densidad de lechada

Figura 5.5 Ficha de cementación corregida

Figura 5.6 Atención a la prevención de prueba de goteo

Figura 5.7 Atención a la prevención de etapa de contingencia del pozo de alivio

Figura 5.8 Fragmento del survey para la atención a la prevención de la trayectoria del pozo de alivio

Figura 5.9 Fragmento del programa original donde se establece la presión de yacimiento

Figura 5.10 Fragmento del programa original para la atención de la prevención a la selección de preventores

Figura 5.11 Selección del equipo crítico

Figura 5.12 Parámetros de tolerancia al brote

Figura 5.13 Tolerancia al brote considerando todas las etapas y profundidades corregidas

Figura 5.14 Selección de barrena acorde al diámetro del agujero

Figura 5.15 Radios de afectación para el escenario de explosión de pistolas

Figura 5.16 Descripción del escenario de explosión de pistolas

Figura 5.17 Radios de afectación para el escenario de descontrol (falla de preventores)

Figura 5.18 Descripción del escenario de descontrol

Figura 5.19 Fragmento del survey del programa original para la atención a la prevención de la profundidad de pozo de alivio

Figura 5.20 Rediseño de la trayectoria del pozo de alivio

Figura 5.21 Riesgos durante perforación de Mineko – 1 y su mitigación

Figura 5.22 Riesgos durante perforación de Sayuri – 1 y su mitigación

1. Introducción y objetivo

El presente informe describe las actividades que realicé como parte del equipo de ingeniería de una empresa que funge como Tercero Autorizado ante la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA).

Durante mi estancia en la empresa colaboré con la evaluación de la ingeniería de detalle y el análisis de riesgos de múltiples pozos exploratorios terrestres pertenecientes a las áreas contractuales del municipio de Hidalgotitlán, Veracruz.

El resultado final de dichas evaluaciones fue la emisión de diez dictámenes técnicos¹.

Como parte del proceso de dictaminación, también realicé cinco actos de supervisión ante los regulados².

La metodología empleada para esta evaluación se explica a detalle en los capítulos posteriores del presente Informe.

Los proyectos en los que participé fueron de tipo Onshore (terrestres) y en su periodo previo al inicio de construcción de pozo³, por lo que en este Informe es de único interés los dictámenes que son emitidos durante ese periodo, es decir los de Ingeniería de detalle y de análisis de riesgos y peligros.

La obligatoriedad de contar con los referidos dictámenes antes de la construcción de pozos está indicada en las disposiciones administrativas de carácter general (DACG's) que establecen los lineamientos en materia de Seguridad Industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de reconocimiento y exploración superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.

Cabe señalar que los requisitos técnicos y de riesgo son establecidos por la ASEA, al igual que los métodos de evaluación.

¹ Documento que emite un Tercero Autorizado, en el cual se establece el resultado de la verificación del cumplimiento de los requisitos establecidos en un patrón (documento regulatorio, código, estándar, diseño establecido o práctica nacional o internacional)

² Empresa del Estado o privada dedicada a la actividad petrolera

³ Comprende el transporte, movilización, instalación de los equipos, según corresponda, para la perforación en las diferentes etapas que la integran, incluyendo la toma de información, cementación y pruebas de hermeticidad; terminación de pozos comprendiendo las pruebas de producción; y en su caso el posible taponamiento del pozo o incorporación a producción según corresponda.

El objetivo de este informe es analizar y mostrar las actividades de regulación técnica y de riesgo que realicé, mostrando casos de estudio en donde ejemplifico y demuestro la aplicación de los conocimientos adquiridos durante la carrera de Ingeniería Petrolera en el sector hidrocarburos, así como propuestas de mejora a las actividades de regulación técnica para pozos exploratorios.

2. Antecedentes

En el presente capítulo se describen las indicaciones regulatorias que la ASEA y los Terceros Autorizados tienen para con los regulados, así como los documentos y la información que los mismos deben presentar a dicha entidad reguladora.

A partir de la Reforma Energética, las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en México ya no son exclusivas de Petróleos Mexicanos (PEMEX), sino que también muchas compañías privadas, nacionales e internacionales, pueden participar en el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos en México, aumentando considerablemente la necesidad de regulación de estas actividades.

Las actividades de regulación son realizadas por diversas entidades gubernamentales de México, cada una con un objetivo distinto. A continuación, se describen las principales entidades encargadas de la regulación energética en el país.



Comisión Reguladora de Energía (CRE)

Fomenta el desarrollo eficiente del sector energético, la promoción de competencia en el sector, protege los intereses de los usuarios, propicia una adecuada cobertura nacional, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de servicios.



Fondo Mexicano del Petróleo (FMP)

Fondo encargado de administrar los ingresos petroleros y la administración financiera de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos. Asegura que el monto que corresponde al Estado y al contratista sea correcto. También administra la Reserva de Largo Plazo, para brindar seguridad y estabilidad en las finanzas públicas y beneficiar a futuras generaciones con un ahorro a largo plazo.



Secretaría de Energía (SENER)

Establece la política energética, asignaciones y selección de las áreas contractuales, así como el diseño técnico de las licitaciones, con el objetivo de garantizar el abastecimiento seguro de los servicios de energía bajo los estándares de calidad.



Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

Organismo con autonomía técnica para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos. Licita y suscribe los contratos. Regula y supervisa el reconocimiento y la exploración superficial, así como la exploración y extracción de hidrocarburos. Administra en materia técnica, las asignaciones y contratos.



Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA)

Regula y supervisa la seguridad industrial, operativa y protección al ambiente respecto de las actividades del sector hidrocarburos.

Figura 2.1 Principales entidades reguladoras de México

La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) es el órgano que regula y supervisa la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente respecto a las actividades del sector hidrocarburos, así como las instalaciones y actividades que surjan de la industria petrolera.

Los Terceros Autorizados son designados por la ASEA y los Dictámenes son presentados ante la misma; motivo por el cual la mayor interacción durante mi estancia en la empresa fue con esta entidad.

Una de muchas maneras implementadas para regular a las compañías, es la de asegurar que previo al inicio de sus operaciones, las propuestas de diseño de construcción de pozo(s), impacto ambiental, sistema administrativo, seguridad industrial, etc. sean las adecuadas para garantizar y salvaguardar al personal, al ambiente, al proyecto petrolero en general y a los intereses del país durante toda la vida útil del proyecto.

Para la construcción de pozos, los regulados deben presentar a la ASEA en forma física o electrónica el dictamen técnico emitido por un tercero autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle del pozo es acorde con lo establecido en la normatividad y las mejores prácticas; así como el dictamen técnico del análisis de riesgos y peligros, contemplando aquellos riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado⁴.

Para que una compañía regulada (Regulado) pueda comenzar operaciones de construcción se requiere lo siguiente:

- ✓ Haber presentado ante la ASEA la Conformación del Sistema de Administración y éste debe haber sido aprobado.
- ✓ La CURR (clave única de registro del regulado) otorgada por la Agencia.
- ✓ Autorización a la Línea Base Ambiental y a la Manifestación de Impacto Ambiental.
- ✓ El registro de seguros y garantías financieras del Regulado.

⁴ Artículo 78 BIS de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

- ✓ El Aviso de Inicio de Actividades (5 días hábiles antes de la Construcción del pozo⁵).
- ✓ Presentación del Dictamen de Ingeniería de Detalle ante la Agencia.
- ✓ Presentación del Dictamen de Análisis de Riesgos y Peligros ante la Agencia.

Posterior a este período, la Agencia continúa la gestión de trámites del Regulado según la etapa del proyecto.

⁵ La Construcción del pozo comprende el transporte, movilización, instalación de equipos, incluyendo toma de información, cementación y pruebas de hermeticidad; Terminación de pozos comprendiendo pruebas de producción y en su caso taponamiento o incorporación a producción según corresponda según las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

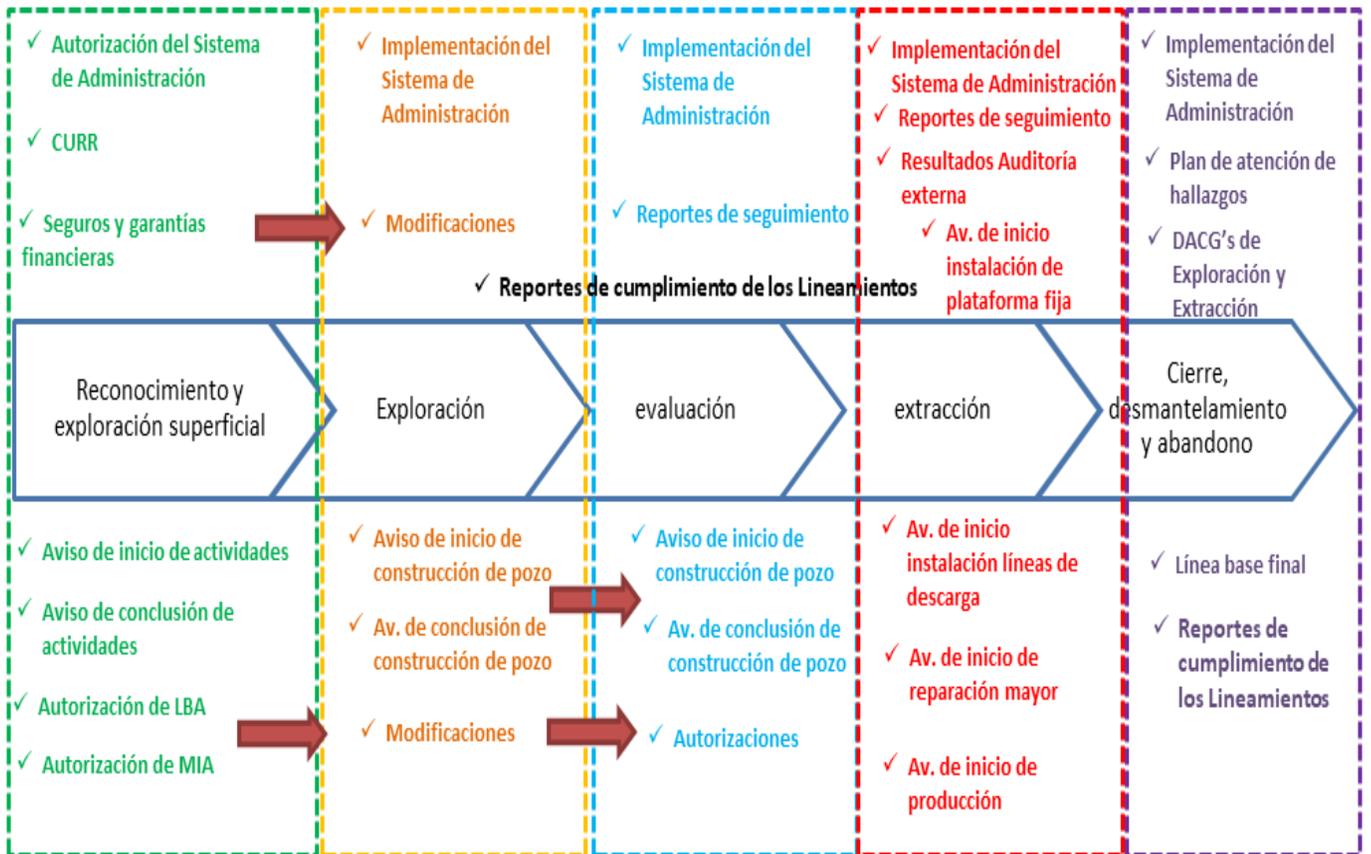


Figura 2.2 Proyecto de un pozo y la gestión de sus trámites⁶

A diferencia de una opinión calificada, el dictamen que emite un tercero autorizado es requisito ante la ley para poder iniciar actividades, es por ello que es de vital importancia saber evaluar los proyectos del Regulado bajo la normatividad aplicable⁷.

Los pozos que requieren autorización de perforación son los siguientes⁸:

- I. Pozos exploratorios
- II. Pozos en aguas profundas y ultra profundas
- III. Pozos tipo que se utilizarán como modelo de diseño para el desarrollo masivo de yacimientos no convencionales

⁶ Estos trámites son únicamente con la Agencia (ASEA), existen otros trámites con otras entidades regulatorias.

⁷ Artículo 118 BIS de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

⁸ Pozos que requieren autorización para su perforación según el Artículo 25 de los Lineamientos de Perforación de Pozos emitidos por CNH.

Los pozos de interés del presente Informe Profesional son de tipo **exploratorios**.

Las *Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG's)* que establecen los *Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos*, tienen por objeto establecer las obligaciones y requisitos que los Regulados deberán cumplir en materia de seguridad y protección al medio ambiente para la realización de dichas actividades.

Los *Lineamientos de Perforación de Pozos* establecen los requisitos y procedimientos para el otorgamiento y supervisión de las autorizaciones de perforación y terminación de pozos.

La *Ley de Hidrocarburos* tiene por objeto regular actividades en territorio nacional como lo son el reconocimiento superficial, exploración y extracción de hidrocarburos.

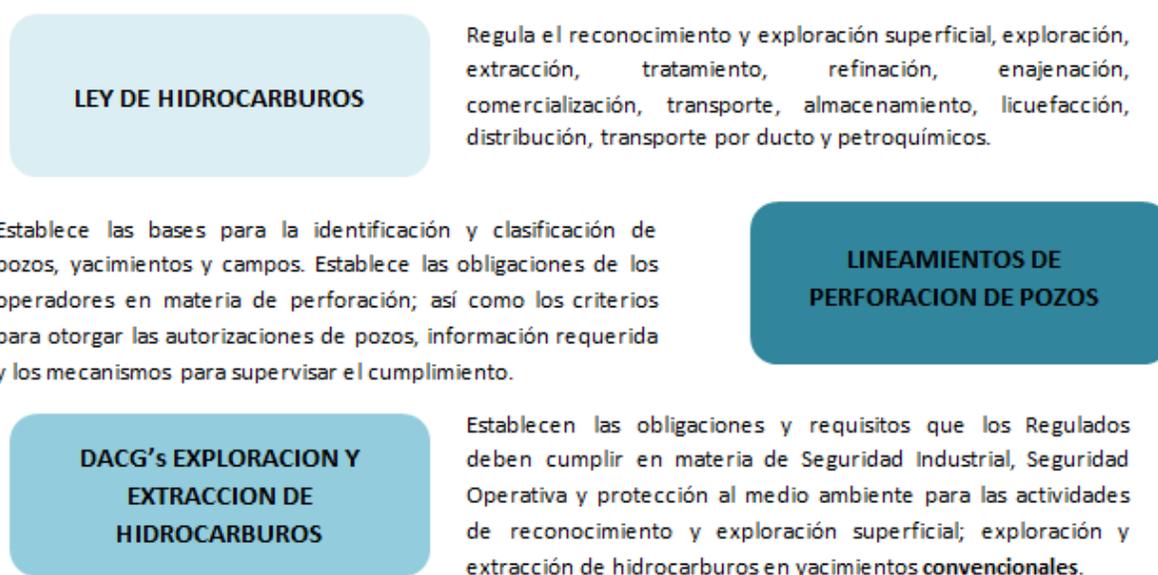


Figura 2.3 Normatividad aplicable

2.1 Proyecto desempeñado

Durante mi estancia en la empresa, me fueron asignados pozos de las áreas contractuales del estado de Veracruz. En el presente Informe se exponen dos de ellos:

Tabla 2.1 Datos de los pozos exploratorios Sayuri -1 y Mineko -1

Pozo	Sayuri -1
Área contractual	CS-1
Clasificación	Exploratorio
Tipo	Vertical
Objetivo(s) estratigráfico(s)	Cretácico Jurásico
Profundidad	4200 mvbmr
Región	Veracruz
Fluido esperado	Aceite 32° API

Pozo	Mineko -1
Área contractual	CS-2
Clasificación	Exploratorio
Tipo	Vertical
Objetivo(s) estratigráfico(s)	Mioceno inferior
Profundidad	1234 mvbmr
Región	Veracruz
Fluido esperado	Aceite 32° API

Nota: el nombre de los pozos y las áreas contractuales fueron modificados por motivos de confidencialidad de la información

Ambos pozos han realizado el proceso correspondiente a la etapa del proyecto descrito en la Figura 2.2 y se encuentran de momento en la etapa previa a la

Construcción, lo que implica que el Regulado ya cuenta con la aprobación de su Sistema de Administración, con CURR, LBA y MIA.

Cabe señalar que la LBA y la MIA se autorizan para cada área contractual, esto quiere decir que el Regulado debe presentar una por cada pozo en caso que estos pertenezcan a distintas áreas contractuales como lo son los pozos Sayuri -1 y Mineko -1.

Como parte de mis actividades, realicé la revisión de la Ingeniería de Detalle y el Análisis de Riesgos y Peligros que me fue proporcionada por el Regulado con el fin de que se expidan los respectivos Dictámenes y el proyecto pueda continuar con el proceso descrito en la Figura 2.2

En resumen, el cumplimiento de las regulaciones es de suma importancia para que cualquier proyecto terrestre convencional (y cualquier otro) pueda desarrollarse en apego a la normatividad.

Ya sea que el ingeniero se desenvuelva como regulado o como autoridad, el conocimiento de los procedimientos regulatorios enmarca toda actividad petrolera, ya sea técnica, ambiental o administrativa.

Capítulo 3. Contexto de la participación profesional

En el presente capítulo se describen dos de los proyectos en los que participé y son de interés de este informe.

A pesar que al momento de la recepción de la información se verifique que el regulado presente lo mínimo requerido por la agencia, durante el proceso de evaluación surgen fácilmente datos o programas faltantes.

Lo anterior orilla a tener una primera noción de los aspectos de diseño más importantes de cada proyecto, los cuales se observan a continuación y son fundamentales para la realización de los dictámenes.

3.1 Descripción de la Ingeniería de Detalle del proyecto Sayuri -1

Tabla 3.1 Datos del pozo exploratorio Sayuri -1

Pozo	Sayuri -1
Área contractual	CS-1
Clasificación	Exploratorio
Tipo	Vertical
Objetivo(s) estratigráfico(s)	Cretácico Jurásico
Profundidad	4200 mvmr
Región	Veracruz
Fluido esperado	Aceite 32° API

La revisión de Sayuri -1 que realicé comprende la siguiente información:

- Programa de perforación
- Programa de terminación
- Análisis de riesgos y peligros (ARP)
- Información adicional a la Manifestación de Impacto Ambiental – Regional: Estudio de Riesgo Ambiental (ERA)
- Destrucción controlada y venteo de gas natural

Objetivo del proyecto

El objetivo de este pozo es identificar y definir la existencia del sistema petrolero en el área contractual para encontrar producción comercial de hidrocarburos e incorporar recursos prospectivos y reservas de aceite definidas en los Plays Cretácico y Jurásico en el estado de Veracruz.

Hidrocarburos esperados

Los campos cercanos al área contractual tienen como horizonte productor el Cretácico Medio y el Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK) caracterizados por producir aceite de 31° a 39° API. Por lo cual se espera encontrar dichos fluidos⁹.

Condiciones de yacimiento

Tabla 3.2 Condiciones de yacimiento del pozo Sayuri - 1

Formación	Fluido	Temperatura (T)	Presión de yacimiento (Py)	Porosidad φ	Permeabilidad k
	(°API)	(°C)	(psi)	%	mD
Cretácico	31 – 32	49	2600	8	80-500
JST	34	110	5200	29	80-500
JSK	34	112	5200	29	80-500

Tipo de terminación

Agujero entubado con liner de 5", un aparejo de explotación fluyente de 2 7/8', dos camisas de circulación de apertura mecánica, dos empacadores hidráulicos recuperables y un niple No – Go.

Descripción estructural

⁹ Esta información fue tomada de campos análogos dada la ausencia de información dentro del bloque.

Las fallas de movimiento lateral o siniestrales, forman parte del Cinturón Plegado Chiapaneco y genéticamente están asociados al movimiento compresivo principalmente en sentido izquierdo con fallas de tipo strike – slip o fallas laterales. La orientación principal de las fallas NE 15° a 40° SW. La deformación de varias fallas laterales se ilustra en la Figura 3.1.

La localización de Sayuri – 1 es en edad del Jurásico Superior, se encuentra discordantemente encima de las capas rojas de la Formación Todos Santos, con secuencias de calizas de plataforma tipo mudstones, wackestones y grainstones de oolitas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano (JSK). Cerrando la serie del Jurásico Superior, se tienen a las calizas mudstones y mudstones arcillosos con buen contenido de materia orgánica del Jurásico Superior Tithoniano.

Con la interpretación sísmica 2D y sus resultados se localizó la ubicación superficial y el objetivo del pozo. De la información de los pozos perforados cercanos al área contractual se obtuvo información que ha permitido predecir las condiciones geomecánicas que se podrán esperar durante la construcción del pozo.

Tipo de trampa

Estructural – estratigráfica (mixta), cuya litología consiste en calizas de la Sierra Madre, las cuales son altamente fracturadas.

Aspectos importantes a considerar

Sayuri – 1 está localizado en la zona de mayor daño de la falla por lo que durante perforación puede presentar complicaciones.

Aspectos relevantes en el área

No se ubican dentro del sitio del proyecto ni en su sistema ambiental sitios Ramsar¹⁰ ni Áreas Naturales Protegidas.

No se cuenta con infraestructura existente en el área.

La instalación se encuentra en un área considerada como zona tectónicamente estable.

No existen cuerpos de agua en un radio de mil metros, tomando como referencia el pozo Sayuri – 1. Observar Figura 3.10

Asentamientos humanos

¹⁰ Clasificación de un humedal, pantano o zonas cubiertas de agua de importancia internacional según la Convención de Ramsar.

Hacia la parte Noroeste a 177 m del pozo Sayuri -1 existen casas habitación.

Algunos aspectos técnicos del pozo se muestran en las siguientes figuras:

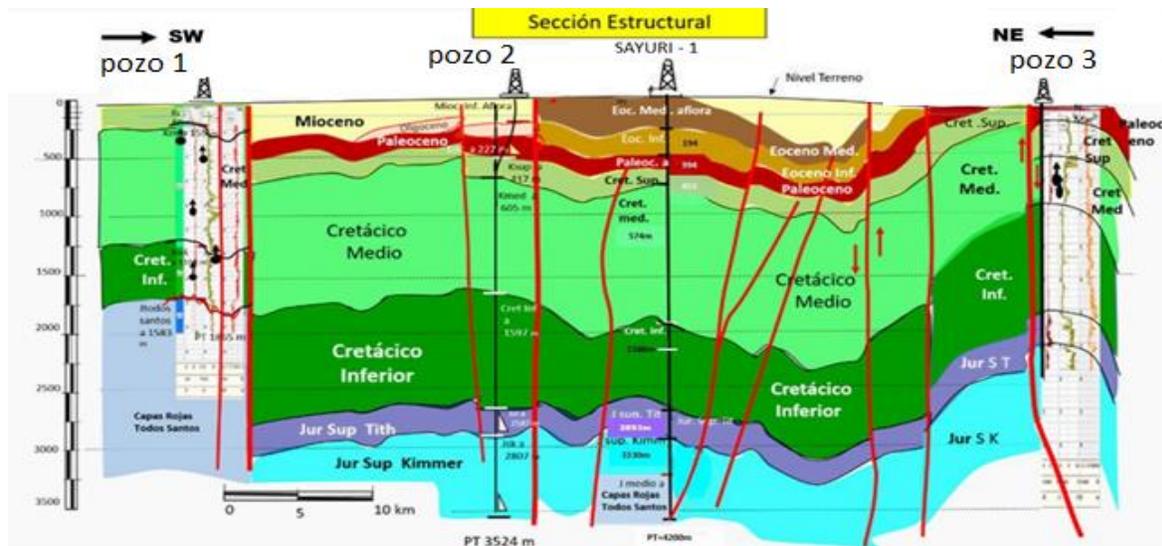


Figura 3.1 Sección estructural del pozo Sayuri - 1

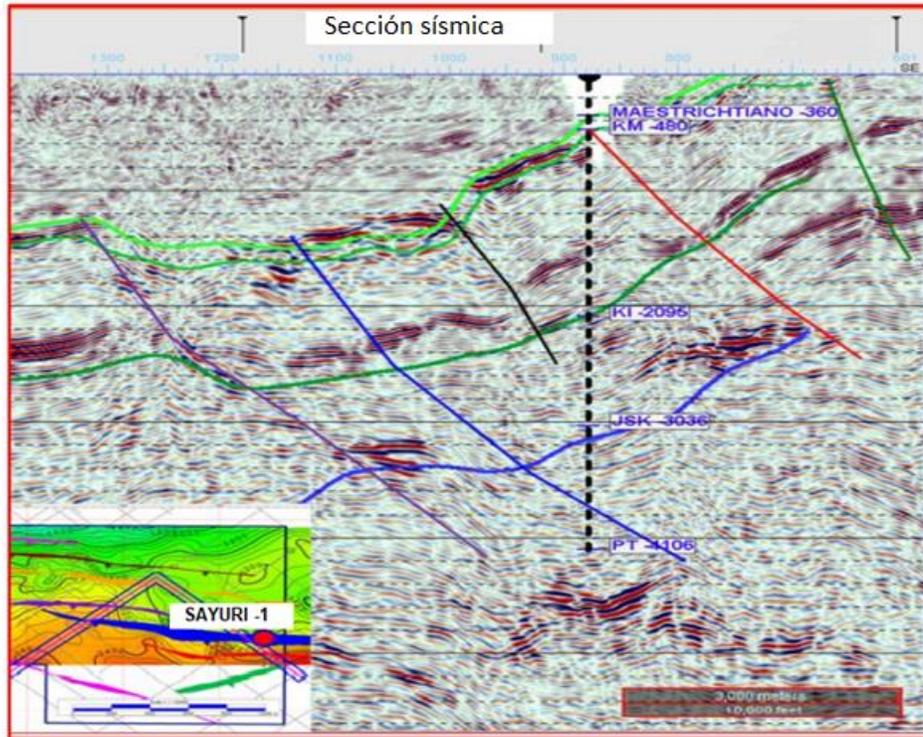


Figura 3.2 Sección sísmica del pozo Sayuri -1

EDAD	PROFUNDIDAD (M.V.B.M.R)	PROFUNDIDAD (M.V.B.N.M)	ESPEOR(M)	LITOLOGÍA PROBABLE
Eoceno Med	94	0	100	Lutitas y lutitas arenosas gris azulosas con capas de estratificación ondulada con restos de fósiles y restos de plantas
Eoceno Inf.	194	-100	200	Lutitas y areniscas de grano medio grises
Paleoceno	394	-300	60	Lutitas grises claro
Cretácico Sup.	454	-360	120	Lutitas areniscas

Cretácico Med	574	-480	1615	Calizas de plataforma tipowackestones de miliolidos con dolomías
Cretácico Inf.	2189	-2095	705	Calizas tipo mudstones y wackestones, dolomías y areniscas
Jurásico Sup. Tithoniano	2894	-2800	236	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas
Jurásico Sup. Kimerigiano	3130	-3036	670	Calizas tipo packstones y grainstones de oolitas, mudstones y wackestones
Jurásico Oxfordiano	3800	-3706	400	Areniscas y lutitas
Jurásico Medio Bat.	4200	-4106		Areniscas, lutitas y conglomerados rojos
Prof. Total	4200	-4106		

Figura 3.3 Columna geológica proyectada del pozo Sayuri -1

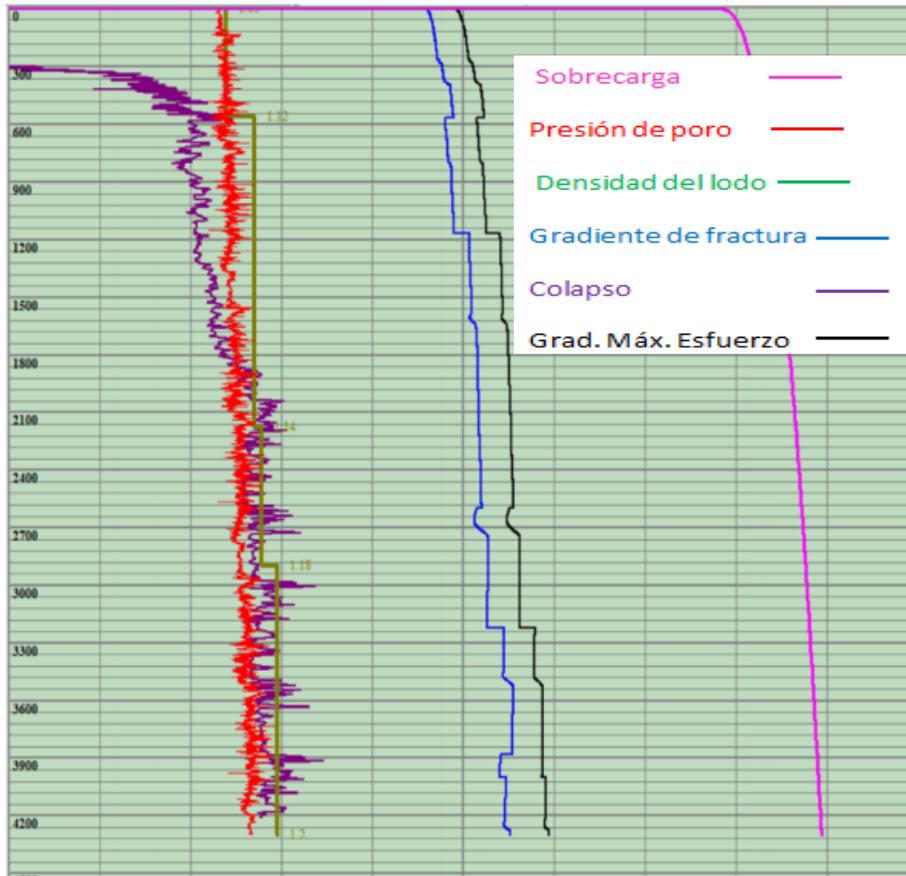


Figura 3.4 Ventana operativa del pozo Sayuri -1

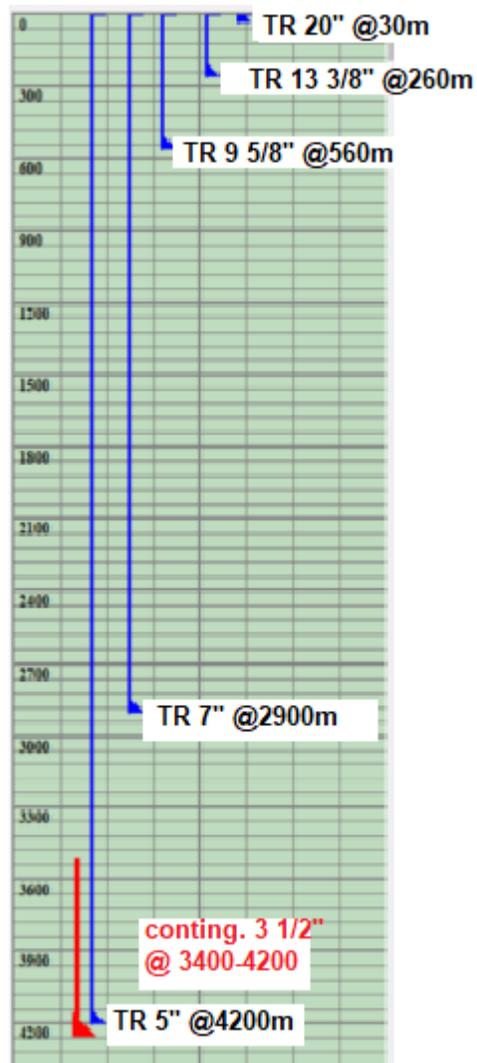


Figura 3.5 Sección vertical de la trayectoria del pozo Sayuri -1

- Preventor esférico 11" Hydrill para trabajo de 10,000 psi
- Preventor doble ariete 11" Shaffer para trabajo de 10,000 psi
- Unidad de control de preventores CEETCO
- Múltiple de estrangulación Cameron para 10,000 psi de trabajo

Figura 3.6 Desviadores de flujo del pozo Sayuri -1

- Cabezal de producción 11" x 7" para trabajo de 10,000 psi
- Cabezal 9 5/8" x 11" para trabajo de 5,000 psi
- MAV 11" x 2 9/16" x 2 1/16" para trabajo de 10,000 psi

Figura 3.7 Árbol de producción del pozo Sayuri -1

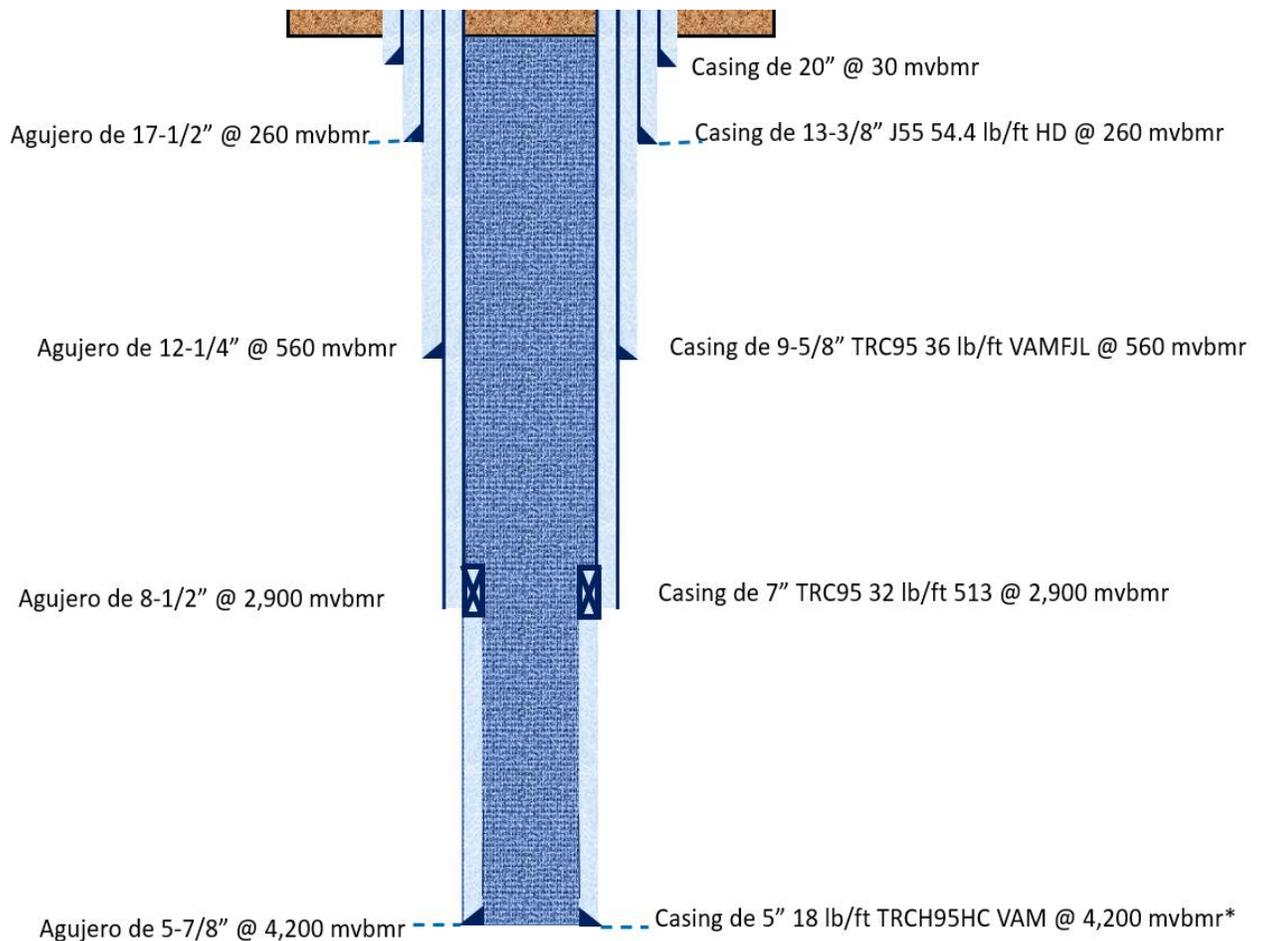


Figura 3.8 Estado mecánico del pozo Sayuri – 1

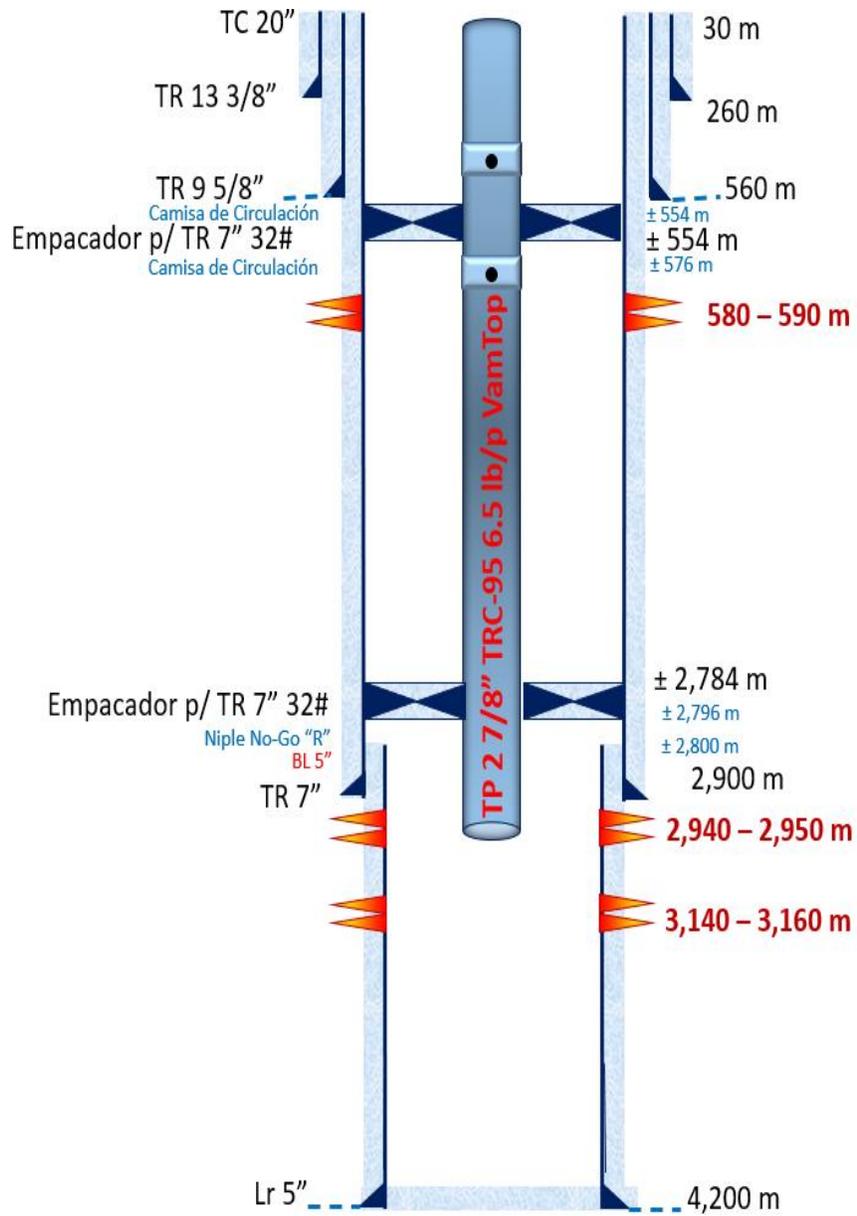


Figura 3.9 Estado mecánico con disparos y taponamiento del pozo Sayuri – 1



Figura 3.10 Radio de mil metros del pozo Sayuri – 1

(Tomado de Google Earth)

Etapas de contingencia para el pozo Sayuri – 1

Se tiene contemplada una tubería de contingencia de 3 ½”.

3.2 Descripción de la Ingeniería de Detalle del proyecto Mineko – 1

Tabla 3.3 Datos del pozo exploratorio Mineko – 1

Pozo	Mineko -1
Área contractual	CS-2
Clasificación	Exploratorio
Tipo	Vertical
Objetivo(s) estratigráfico(s)	Mioceno inferior
Profundidad	1234 mvbmr
Región	Veracruz
Fluido esperado	Aceite 32° API

La revisión de Mineko -1 que realicé comprende la siguiente información:

- Programa de perforación
- Programa de terminación
- Protocolo de respuesta a emergencias (PRE)
- Análisis de riesgos y peligros (ARP)
- Información adicional a la Manifestación de Impacto Ambiental – Regional: Estudio de Riesgo Ambiental (ERA)
- Destrucción controlada y venteo de gas natural

Objetivo del proyecto

El objetivo de Mineko – 1 es definir la existencia del sistema petrolero en el área contractual para encontrar producción comercial de hidrocarburos e incorporar recursos prospectivos y reservas de aceite definidas en el play del Mioceno Inferior.

Hidrocarburos esperados

En general todas las formaciones del Mioceno tienen importante acumulación de hidrocarburos. Los campos más cercanos tienen como horizonte productor el Mioceno Medio, estos campos son característicos por producir un aceite de 31° a 39° API, por lo cual, se espera encontrar hidrocarburos con las mismas condiciones.

Condiciones de yacimiento

Tabla 3.4 Condiciones de yacimiento del pozo Mineko - 1

formación	Fluido	Temperatura	Py	Porosidad ϕ	Permeabilidad k
	(°API)	(°C)	(psi)	%	mD
Mioceno	31 - 32	61	2275	23	90

Tipo de terminación

La terminación se llevará a cabo en agujero entubado con tubería de 7" y un aparejo de explotación fluyente de 2 7/8".

Descripción estructural

La localización de Mineko – 1 se encuentra dentro del marco geológico de la Cuenca Salina del Istmo, hacia el Suroeste de la Cuenca de Comalcalco y en el extremo Noroeste del Cinturón plegado de Chiapas. Está influida por la inyección vertical de sal halocinética, además por la deformación de la Orogenia Chiapaneca de tipo compresiva ocurrida durante el Oligoceno, y del desplazamiento horizontal de grandes bloques dentro de un sistema de fallas Strike – Slip de movimiento izquierdo, ubicadas al sur de Mineko – 1.

El marco geológico estructural del área forma parte de la deformación tectónica relacionado al movimiento de las placas de Cocos, Americana y del Caribe, que dan lugar a un estilo estructural compresivo asociado a la creación de fallas horizontal Strike – Slip izquierdas con consecuentes sistemas de fallas y fracturas naturales.

Tipo de trampa

El tipo de trampa es estratigráfica, en la sísmica se observan varias anomalías que sugieren canales apilados y amalgamados, por lo que el posible yacimiento consistirá en arenas de depósitos inter deltáicos o posibles turbiditas. Observar figura 3.12

Aspectos importantes a considerar

Si bien se considera la localización de Mineko – 1 como una zona de presión normal, los pozos de correlación identificaron tres zonas a la profundidad programada.

La zona de presión normal se estima hasta 600 m, a partir de esa profundidad se identifican tres zonas de presiones anormales, la zona I comprende formaciones del Mioceno Medio, la zona II y III comprenden formaciones del Mioceno Inferior.

La información obtenida de los pozos de correlación es muy importante, ya que marcan la pauta para prevenir riesgos durante la perforación del pozo y para la determinación de las densidades del lodo.

Tabla 3.5 Zonas de presiones anormales del pozo Mineko – 1

Zona	Profundidad (m)	Pp (g/cc)	ShG (g/cc)	OBG (g/cc)
Presión normal	0-270	1.02	1.75-1.78	2.05-2.13
Presión anormal I	270-435	1.02-1.06	1.75-1.76	2.13-2.15
Presión anormal II	435-990	1.06-1.09	1.71-1.75	2.15-2.19
Presión anormal III	990-1260	1.09-1.13	1.71-1.75	2.19-2.20

Aspectos relevantes en el área

No se ubican dentro del sitio del proyecto ni en su sistema ambiental sitios Ramsar ni Áreas Naturales Protegidas.

No se cuenta con infraestructura existente en el área.

La instalación se encuentra en un área considerada como zona tectónicamente estable.

A diferencia del pozo Sayuri -1, Mineko -1 cuenta con cuerpos de agua cercanos. Se registró la existencia de pequeños Jagüeyes alrededor.

Asentamientos humanos

Hacia la parte noreste a 153 m aproximadamente de la instalación, se observa la presencia de asentamientos humanos de tipo casa habitación, al igual que a 140 m al suroeste. Observar figura 3.21

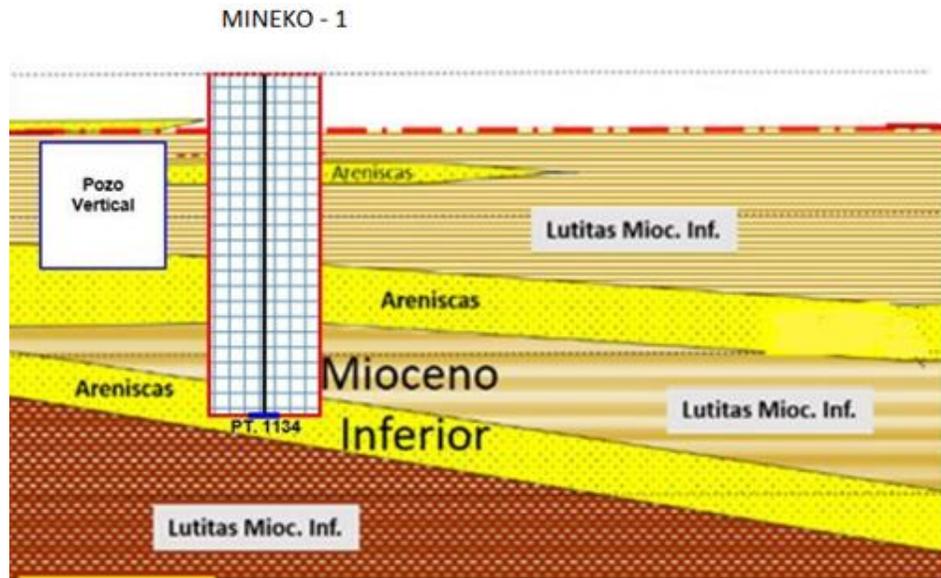


Figura 3.11 Sección estructural del pozo Mineko – 1

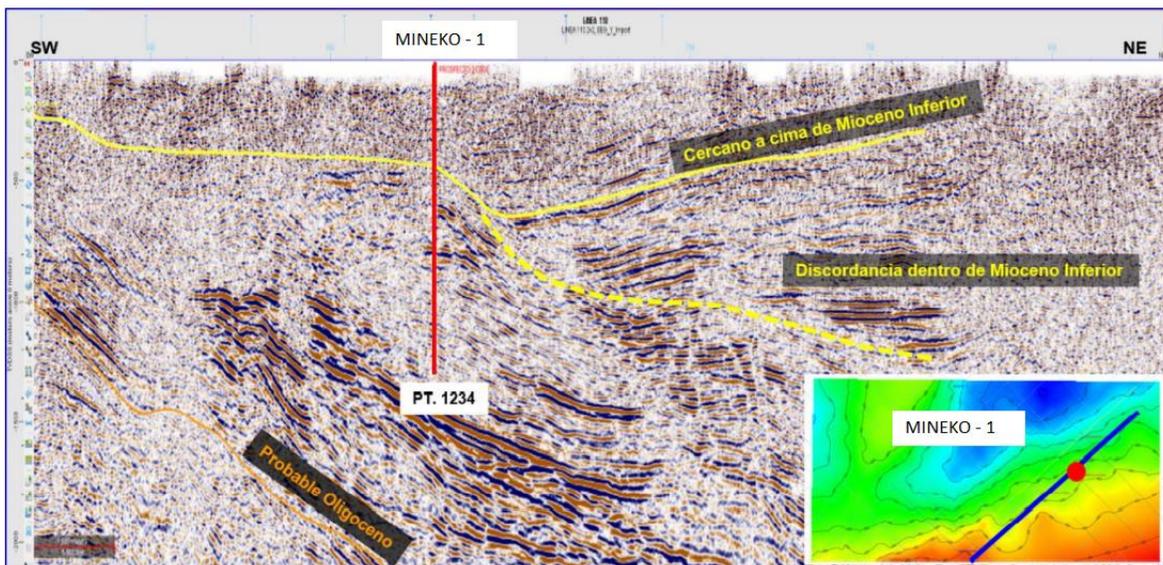


Figura 3.12 Sección sísmica del pozo Mineko – 1

EDAD	PROFUNDIDAD (M.V.B.M.R)	PROFUNDIDAD (M.V.B.N.M)	ESPESOR (M)	LITOLÓGÍA PROBABLE
Mioceno Superior	Aflora	0	69	Lutitas y lutitas arenosas gris azulosas con capas de estratificación ondulada con restos de fósiles y restos de plantas
Mioceno Medio	102	-69	321	Lutitas y areniscas de grano medio grises
Mioceno Inferior	423	-390	811 pen.	Lutitas y areniscas de grano medio y grueso grises
Mioceno Inferior Cima Objetivo	480	-446		Areniscas de grano medio con lutitas y lutitas arenosas grises
Mioceno Inferior Base Objetivo	1220	-1186		Areniscas de grano medio con lutitas y lutitas arenosas grises
Profundidad Total	1234	-1200		

Figura 3.13 Columna geológica proyectada del pozo Mineko – 1

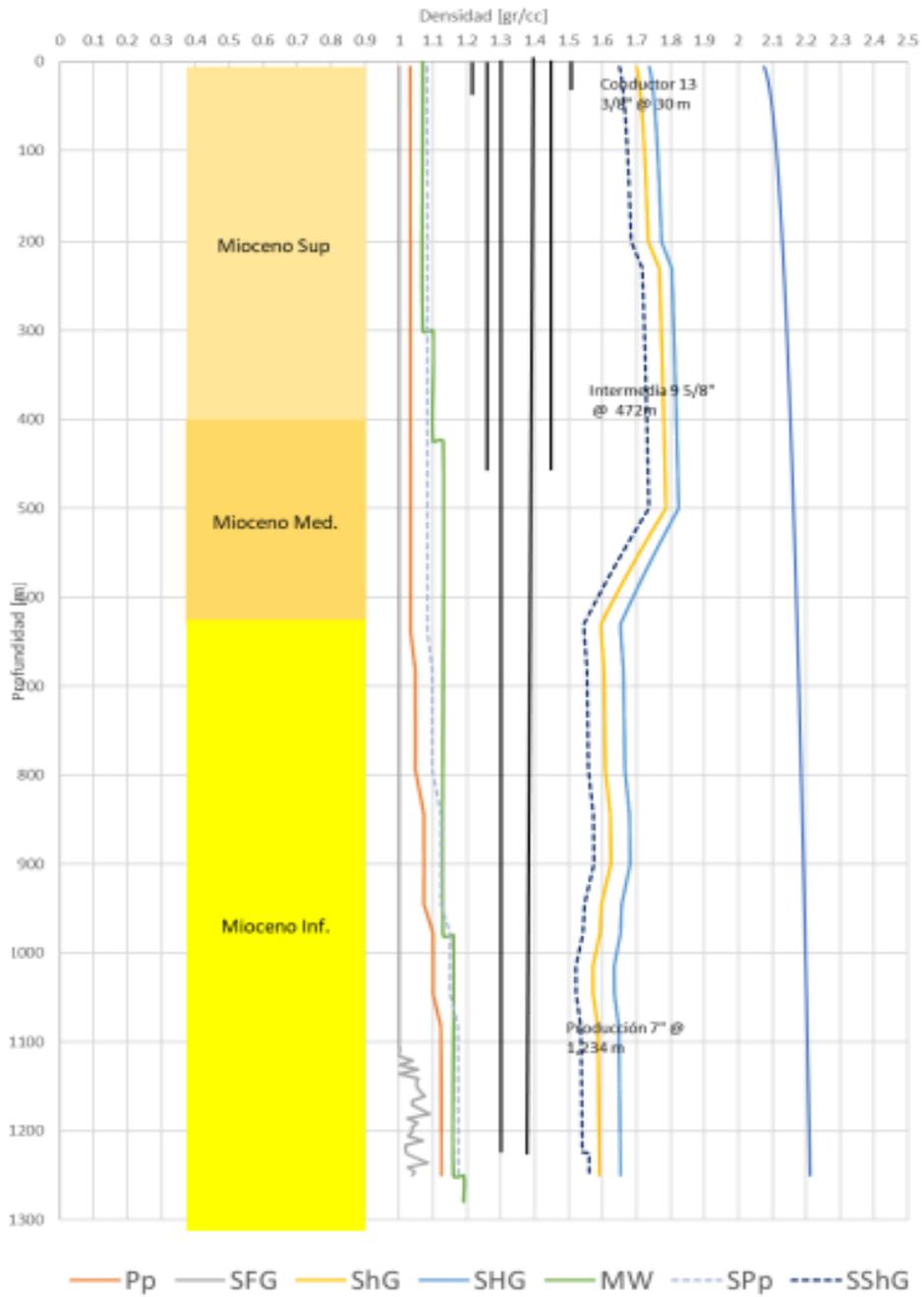


Figura 3.14 Ventana operativa del pozo Mineko – 1

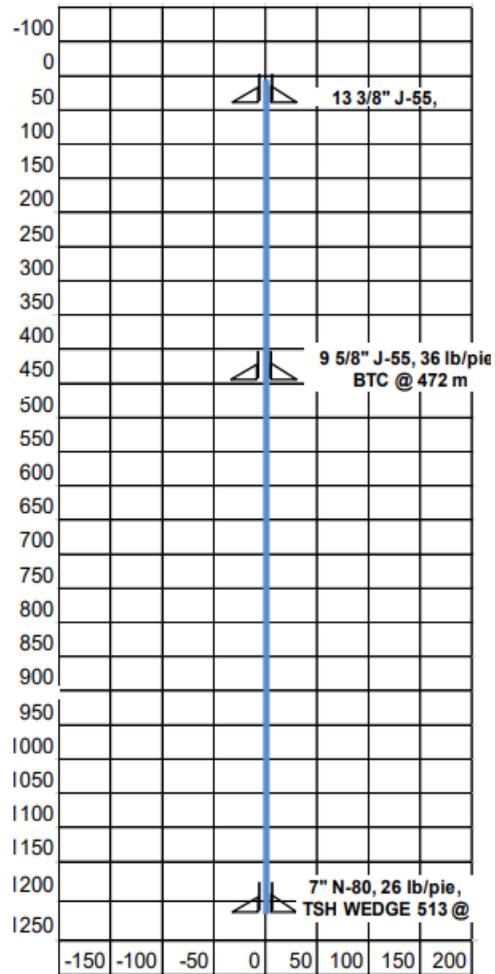


Figura 3.15 Sección vertical de la trayectoria del pozo Mineko – 1

- Preventor esférico de 11" para trabajo de 5000 psi
- Preventor doble de ariete de 11" para trabajo de 5000 psi
- Unidad de control de preventores CEETCO
- Múltiple de estrangulación para trabajo de 10 000 psi

Figura 3.16 Desviadores de flujo del pozo Mineko – 1

- MAV 11" x 2 9/16" x 2 1/16" para trabajo de 5000 psi
- Cabezal de producción 11" x 7" para trabajo de 5000 psi
- Cabezal soldable 9 5/8" x 11" x 2 1/6" para trabajo de 5000 psi

Figura 3.17 Árbol de producción del pozo Mineko – 1

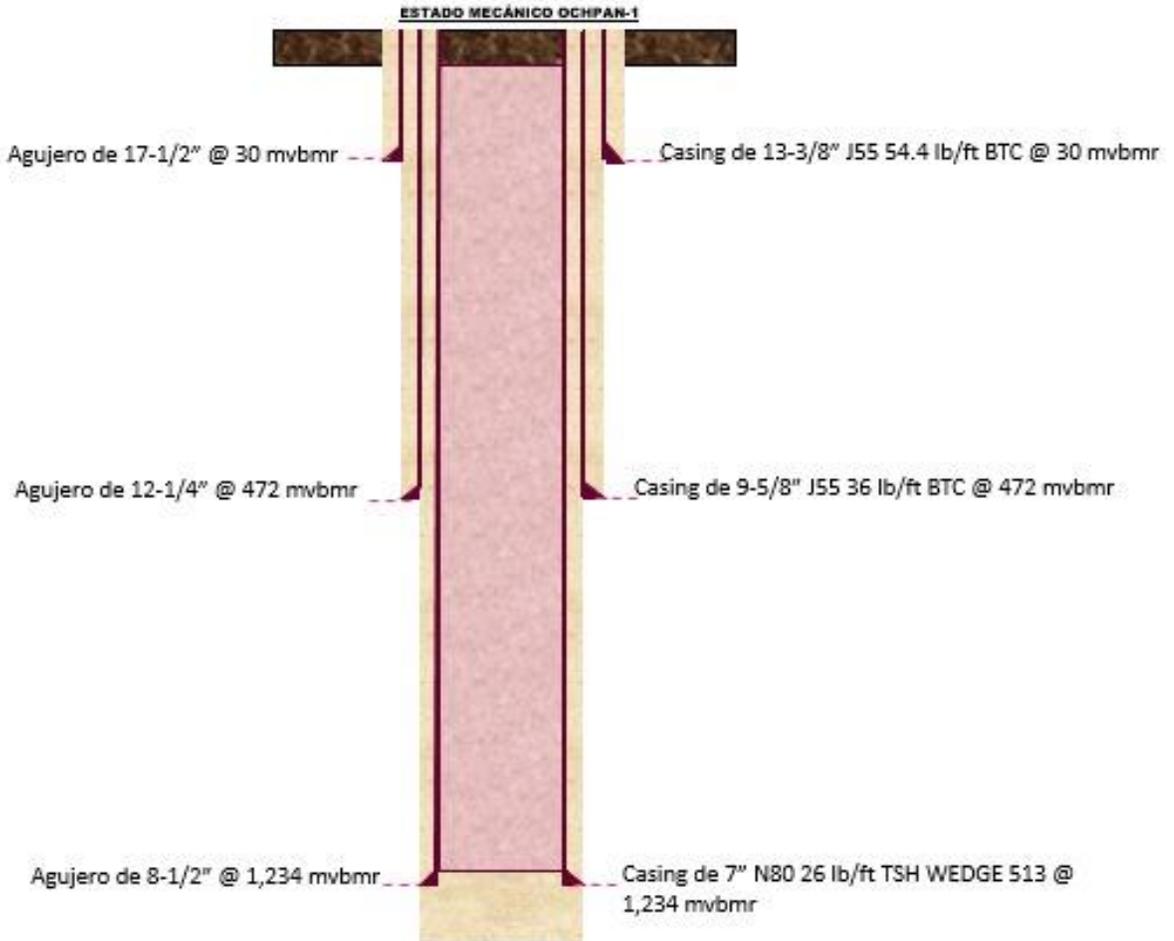


Figura 3.18 Estado mecánico del pozo Mineko – 1

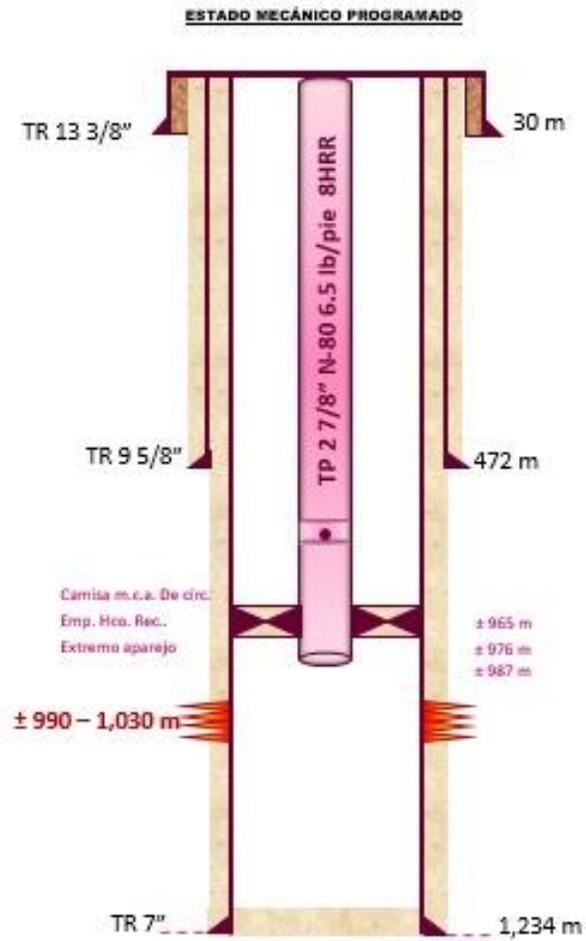


Figura 3.19 Estado mecánico con disparos y taponamiento del pozo Mineko – 1



Figura 3.20 Jagueyes cercanos al pozo Mineko – 1
 (Tomado de Google Earth)

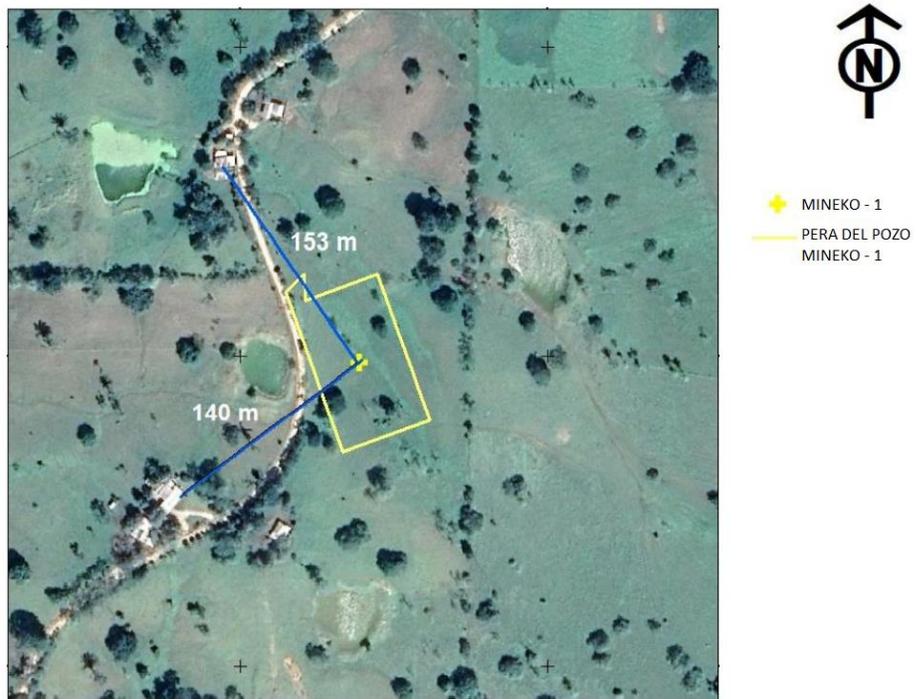


Figura 3.21 Asentamientos humanos cercanos al pozo Mineko – 1
 (Tomado de Google Earth)

3.3 Análisis de Riesgos y Peligros de los proyectos

Se maneja una misma metodología de análisis de riesgos y peligros para ambos pozos.

El Regulado deberá realizar en análisis de riesgo de cada proyecto considerando como mínimo lo siguiente¹¹:

- a) Descripción detallada del proceso
- b) Histórico de accidentes e incidentes en instalaciones similares
- c) Justificación técnica de la metodología de riesgos empleada
- d) Desarrollo y resultados de la(s) metodología(s) de riesgos
- e) Evaluación y jerarquización de riesgos
- f) Identificación de escenarios más probables y peor caso
- g) Determinación de radios potenciales de afectación
- h) Análisis detallado de consecuencias
- i) Interacciones de los escenarios de riesgos al interior y al exterior de la instalación
- j) Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los Escenarios de Riesgo
- k) Recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo, así como el programa de atención de las mismas

En cuanto a la Ingeniería de Detalle, los Lineamientos de Perforación establecen que deberá presentarse la siguiente información en formato digital y en idioma español¹²:

- a) Objetivos geológicos
- b) Columna geológica proyectada que contenga cimas y bases
- c) Hidrocarburos esperados
- d) Pronosis de la perforación:
 - I. Profundidades estimadas de las cimas de las formaciones marcadoras
 - II. Profundidades estimadas de las zonas porosas y permeables que contengan agua, aceite, gas o fluidos de presiones anormales
 - III. Profundidades estimadas de fallas
 - IV. Ventana operativa
 - V. Zonas potenciales de pérdida de circulación
- e) Diseño de la trayectoria y análisis anticolidión

¹¹ Artículo 10 del Acuerdo modificatorio de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

¹² Artículo 27, fracción IV de los Lineamientos de Perforación de Pozos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos en su reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2017

- f) Estado mecánico y de contingencia
- g) Programa de fluidos de perforación
- h) Programa direccional
- i) Programa de adquisición de información en donde se detalle las etapas en las que se recaban los siguientes datos:
 - I. Núcleos de roca
 - II. Registros geofísicos
 - III. Muestras de canal
 - IV. Muestras de fluidos
 - V. Registros de hidrocarburos
- j) Programa de tuberías de revestimiento y de cementación
- k) Descripción del sistema de desviadores de flujo y del conjunto de preventores
- l) Programa y protocolos para el control de Pozo, en caso de descontrol
- m) Análisis de riesgo operativo y mitigación para cada etapa

Todos los Regulados pueden basarse en diferentes métodos y técnicas¹³, tales como:

- a) HAZID: identificación de peligros significativos asociados a una actividad en particular (Hazard Identification)
- b) PHA: análisis de riesgo preliminar (Preliminary Hazard Analysis)
- c) JHA: análisis de riesgos de trabajo (Job Hazard Analysis)
- d) FTA: análisis de árbol de fallas (Fault Tree Analysis)
- e) ETA: análisis de árbol de eventos (Event Tree Analysis)
- f) HAZOP: análisis de riesgo y operatividad (Hazard And Operability Analysis)
- g) ENVID: identificación de Impacto Ambiental (Environmental Impact Identification)

Las metodologías utilizadas para los proyectos son HAZOP y árbol de falla.

3.3.1 Metodología HAZOP

¹³ Artículo 10, fracción II del Acuerdo modificatorio de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Esta metodología se utilizó con la finalidad de tener una imagen clara de los riesgos que puedan presentarse en Mineko – 1 y Sayuri – 1.

HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de variables de proceso con respecto de los parámetros normales de operación.

La característica principal del método es que es realizado por un equipo multidisciplinario.

En cada subsistema se identifican una serie de nodos o puntos localizados en el proceso. Los criterios para seleccionar los nodos tomarán en consideración los puntos del proceso en los cuales se produzca básicamente una variación significativa de las variables del proceso.

Para cada nodo se plantea de forma sistemática las desviaciones de las variables de proceso aplicando una palabra guía a cada una.

Tabla 3.6 Palabras guía en el análisis de riesgo

PALABRA GUÍA	DESCRIPCIÓN
Más	Se plantea para un aumento cuantitativo de las variables
Menos	Se plantea para una disminución significativa de las variables
Alta	Se plantea para una manifestación superior de la variable en condiciones mayores a la normal de trabajo
Baja	Se plantea para una manifestación inferior de la variable en condiciones menores a la normal de trabajo

Como resultado de la aplicación del HAZOP, el Regulado identificó los riesgos potenciales que se pueden dar de forma aislada o secuencial en función de su probabilidad de ocurrencia dando como resultado una matriz de jerarquización con su respectivo nivel de riesgo.

Además de emplear la metodología HAZOP, el Regulado emplea otras herramientas como por ejemplo los métodos “¿Qué pasa si?” (WHAT IF), árbol de falla (FTA) y matrices de riesgo.

3.3.2 Metodología “¿Qué pasa si?”

La metodología “¿Qué pasa si?” (WHAT IF), es utilizada por el Regulado como un método inductivo que utiliza información específica de un proceso para generar una serie de preguntas durante el periodo del proyecto. Involucra un análisis ordenado de los documentos de diseño que describen las instalaciones por un grupo multidisciplinario de especialistas cuyo objetivo es identificar los riesgos en el proceso que puedan traducirse en accidentes durante la operación.

Las preguntas se formulan tomando como base los sistemas en que haya sido dividido el proyecto y por cada pregunta, se consideran las causas que originan dichos escenarios, las consecuencias, salvaguardas y recomendaciones o acciones a seguir para atender los escenarios, o en su defecto, indicar la necesidad de realizar estudios más completos.

Cuando se aplica en la forma apropiada, el método “¿Qué pasa si?” permite lograr:

- Considerar una amplia gama de riesgos
- Lograr el consenso por una amplia gama de disciplinas: producción, mecánica, técnica, seguridad, personal, recomendaciones, etc

Así mismo, el utilizar la metodología “¿Qué pasa si?” ofrece las siguientes ventajas y desventajas:

Ventajas

- Cubre un rango amplio de riesgos
- Requiere de poca capacitación previa y es de uso fácil
- Resulta eficaz como herramienta de aprendizaje
- Cuestiona el diseño y sirve como punto de mejora
- Reconoce los efectos de procesos adyacentes
- Sirve como comparación para procesos contra experiencias anteriores

Desventajas

- Las preguntas deben ser precisas, de lo contrario, el análisis no es representativo
- Su efectividad depende de la experiencia del equipo multidisciplinario que lo realice

- Se utiliza durante la etapa del diseño del proyecto, por lo que generalmente pudieran no considerarse riesgos que ocurren durante operaciones o el tiempo de vida

El tiempo y el costo de este análisis son proporcionales a la complejidad del campo y el número de áreas a ser analizadas. Una vez que el Regulado ha ganado experiencia con método, puede volverse un medio rentable de evaluación de riesgos durante cualquier fase del proyecto.

3.3.3 Matriz de riesgo

Para la caracterización y jerarquización de riesgos, se emplean matrices de riesgo.

Para poder jerarquizar el riesgo de un evento se debe considerar la frecuencia o probabilidad con la que este evento se pueda presentar¹⁴, por otro lado, la consecuencia hacia las personas, el ambiente o los daños materiales generados una vez que se presente este evento. A continuación, se presenta la clasificación utilizada por el Regulado para ambos proyectos:

Tabla 3.7 Categoría de frecuencias

Clasificación	Descripción de la frecuencia de ocurrencia
5	Puede ocurrir más de una vez en 1 año
4	Puede ocurrir más de una vez en un periodo mayor de 1 – 5 años
3	Puede ocurrir una vez en un periodo mayor a 5- 10 años
2	Puede ocurrir una vez en el periodo de vida de la instalación
1	Poco probable que ocurra

Tabla 3.8 Categoría de consecuencias

¹⁴ Artículo 13 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Categoría de consecuencia	Personal	Medio ambiente	Población	Pérdida de productividad
5	Fatalidades al personal	Daño permanente y remediación mayor a 10M USD	1 o más fatalidades y daño a infraestructura en área habitacional	Mayor a 5M USD
4	Lesiones incapacitantes permanentes al personal	Daño significativo y remediación de 1M a 10M USD	Lesión incapacitante a 1 persona, multas por los reguladores	1M – 5M USD
3	Lesiones incapacitantes temporales al personal	Impacto moderado y remediación 100K - 1M USD	Cierres temporales por olores, emisión contaminante u otros factores	100k – 1M USD
2	Lesiones de primeros auxilios al personal	Impacto ambiental mínimo con remediación igual o menor a 100K USD. Derrames mayores a 1m ³	Quejas de vecinos por olores, emisión contaminante u otros factores	10K – 100K USD
1	Sin lesiones al personal	Sin impacto. Derrames menores a 1m ³		Hasta 10K USD

Consultar Anexo A

3.3.4 Árbol de falla

El análisis de árbol de falla (FTA) es una metodología deductiva y sistemática para analizar la seguridad de sistemas complejos durante sus etapas de diseño, construcción y operación.

El fundamento es representar fallas mediante diagramas lógicos.

Los Regulados emplea este método para obtener los siguientes beneficios:

- Cuantificar la seguridad y confiabilidad de sus sistemas
- Localizar puntos débiles de sistemas
- Determinar la mejor ubicación de sensores de diagnóstico
- Establecer políticas de inspección y mantenimiento
- Analizar accidentes
- Generar estrategias de localización de fallas

Es importante considerar ejemplos de eventos tope. El Regulado incluye los siguientes eventos tope:

- Fuga de gas en medio árbol o múltiple de estrangulación
- Descontrol de un pozo

Las fallas pueden ser originadas por:

- Error humano
- Fallas del equipo
- Eventos de otra índole (clima, sabotaje, etc)

Consultar el anexo B

En resumen, los proyectos son de tipo convencionales terrestres, por lo que entran en los pozos a los que les aplica la normatividad mencionada en capítulos anteriores.

Para la evaluación de pozos, identificar los aspectos más relevantes del diseño es de suma importancia, ya que la extensión de la información que me fue proporcionada era indefinida según la compañía; si no se tienen bien identificados, se pueden llegar a omitir algunos aspectos a evaluar debido a la gran extensión de algunos programas, resultando en una evaluación pobre y futuras complicaciones administrativas tanto para el evaluador como para el regulado y sobre todo complicaciones durante operaciones en campo. Es por ello que los aspectos de diseño mostrados en este capítulo son los que se necesitan para iniciar una evaluación en conformidad con la normatividad vigente.

Capítulo 4. Metodología usada y casos de estudio

En el presente capítulo se describe la metodología que realicé para la evaluación de los pozos que me fueron asignados, así como las prevenciones emitidas al cliente durante el proceso para la elaboración de los dictámenes y las características de los entregables.

4.1 Metodología para la emisión de Dictámenes Técnicos de Ingeniería de Detalle

Una vez recibida la información del Regulado, realicé las actividades pertinentes para la emisión de los Dictámenes y las Actas de Verificación en conformidad con lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general (DACG's) que establecen los Lineamientos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y en el Acuerdo Modificadorio¹⁵; procedí a realizar la verificación documental de la Ingeniería de Detalle de los pozos de exploración denominados Pozos Exploratorios Terrestres Mineko -1 y Sayuri – 1 respectivamente, en lo relativo a los artículos 114, 116, 118, 118 BIS, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 125, 126, 127, 128, 129, 130, 141, 142, 143, 144, 150, 152, 152 BIS, 153 y 154.

Para la verificación documental, diseñé un formato a modo de lista de verificación el cual me permitió llevar un control de los requerimientos establecidos en los artículos mencionados y lo que es requerido por parte del Regulado.

Las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres que evalué son las siguientes:

1. Movimiento e instalación de equipos
2. Diseño, construcción, arranque y mantenimiento de las instalaciones
3. Perforación
4. Terminación
5. Estimulación de yacimientos
6. Taponamiento
7. Estándares y buenas prácticas internacionales
8. Prueba de producción

¹⁵ Acuerdo mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos

9. Pozo de alivio

Estas nueve categorías las implementé siguiendo la lista de verificación¹⁶.

Consultar Anexo F.

La estructura de la lista que diseñé consta de lo siguiente:

- Número de actividad a revisar
- Artículo, DACG o Buena Práctica a la que dicha actividad hace referencia
- Texto de referencia
- Tipo de verificación (todas fueron documentales)
- Resultado: “*Sí cumple*”, “*No cumple*” o “*No aplica*”
- Documento proporcionado por el Regulado que funge como evidencia
- Posibles observaciones

Esta estructura la apliqué tanto para las listas de verificación de ingeniería como para las de análisis de riesgo.

A continuación, se muestra un ejemplo de la estructura de la lista:

No.	Artículo / Estándar / Práctica	Texto de referencia	Tipo de verificación	Resultado			Referencia de la evidencia de soporte	Observaciones
				Cumple		No aplica		
				si	no			
ACTIVIDAD DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN ÁREAS TERRESTRES								
Movimiento e instalación de equipos								
1	114	Análisis de ruta donde se consideren las afectaciones a los equipos (...)	Documental	X			Documento: Análisis de ruta para el pozo exploratorio Sayuri – 1	Se solicita enviar memoria fotográfica

¹⁶ Categorías contempladas en los Lineamientos.

2	114	Evitar traslados bajo condiciones adversas (...)	Documental	X			Documento: Análisis de ruta para el pozo exploratorio Sayuri – 1	
---	-----	--	------------	---	--	--	--	--

Figura 4.1 Ejemplo de estructura de la lista de verificación de Ingeniería

Una vez que la información es proporcionada, el proceso es el siguiente:

- ✓ Realizar la revisión documental
- ✓ Emitir observaciones (prevenciones) al Regulado
- ✓ Recibir las observaciones para su revisión
- ✓ Realizar una reunión con el Regulado para aclaraciones y modificaciones finales
- ✓ Elaborar la lista para su entrega
- ✓ Elaborar el Dictamen Técnico
- ✓ Recabar la(s) firma(s) de mi superior y del responsable técnico
- ✓ Enviar los entregables al Regulado¹⁷



Figura 4.2 Proceso realizado para la emisión de Actas y Dictámenes

¹⁷ Se consideran los Dictámenes Técnicos y las Actas de Verificación como *entregables*.

Las prevenciones que realicé fueron diferentes para cada pozo y respecto a distintas áreas de la ingeniería petrolera, las cuales comprometen la seguridad del proyecto y son de suma importancia corregir tanto para el correcto diseño como para la mitigación de riesgos.

A continuación, se presentan las prevenciones más importantes que realicé a los proyectos Sayuri – 1 y Mineko – 1.

4.2 Prevenciones realizadas al pozo Sayuri – 1

1. Distancia del pozo de correlación más cercano

Para cualquier pozo exploratorio, la ubicación de los pozos de correlación es muy importante ya que estos nos indican el tipo de fluido y de geología estructural que es probable encontrar.

Durante la revisión del pozo Sayuri – 1, se manejaban distancias distintas para el mismo pozo de correlación.

En la primera emisión de prevenciones, solicité la especificación a la que se encuentra el pozo de correlación más cercano a Sayuri -1; ya que en el apartado *Diseño de trayectoria y análisis anti colisión* del Programa proporcionado por el Regulado, se encontraba a 10 kilómetros y en otras partes del mismo Programa se definió que el pozo de correlación estaba a 20 kilómetros. En este caso, pareciera que 20 kilómetros no representan relevancia alguna, sin embargo, noté que en todos los pozos de la compañía era frecuente el error de cambiar las distancias, no solo de los pozos de correlación sino también del pozo de alivio. La ubicación del pozo de alivio es de vital importancia, ya que de ello dependerá la actividad de mitigación del descontrol (blowout) del pozo principal, uno de los escenarios considerado como “*peor caso*” dentro del análisis de riesgo¹⁸.

A su vez, no definir correctamente la distancia de pozos cercanos repercute en el estudio de riesgo, ya que, para la determinación de los radios de afectación durante derrame, explosión, reventón, etc. se realizaría un análisis poco representativo.

2. Profundidades de asentamiento de las tuberías de revestimiento

¹⁸ El Regulado considera un descontrol (blowout) de pozo y la detonación prematura de los disparos como los escenarios “*peor caso*” en el análisis de riesgo.

A sí mismo, las profundidades de asentamiento del pozo Sayuri – 1 no coincidían con el Estado Mecánico.

En el apartado *Asentamiento de TR programados* del Programa proporcionado por el Regulado, se definía que las tuberías de 9 5/8" y 7" estarían asentadas a 570 y 2800 metros respectivamente, diseño que no coincide con el Estado Mecánico proporcionado (consultar Figura 3.8 del Capítulo 3).

Asentamiento de TR programados				
Etapas de perforación (ln)	Tipo de TR	Diámetro nominal	PVV(mv)	Profundidad (mD)
Hincado	Conductor	TC 20"	30	30
17 1/2"	TR Superficial	TR 13 3/8"	260	260
12 1/4"	TR Intermedia	TR 9 5/8"	570	570
8 1/2"	TR Intermedia	TR 7"	2800	2800
5 7/8"	TR Proucción	TR 5"	4200	4200

Figura 4.3 Prevención al asentamiento de tuberías de revestimiento 1

De igual manera, dichos asentamientos tampoco coincidían con los programados en el apartado *Programa de tuberías de revestimiento* del Programa proporcionado por el Regulado, en donde no solo se establecían las profundidades sino el tipo de conexiones, el grado, etc. Por lo que solicité al Regulado homogenizar las profundidades de asentamiento.

PROGRAMA DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO											
OD	Peso	Grado	Conexión	ID	Drift	Distribución (mdbmr)		Long.	Resistencias		
						De	a		Col.	P. Int.	Tensión
(PG)	(lb/pl e)			(pg)	(pg)			(m)	(psi)	(psi)	(klbs)
20	94	J55	BTC	19.124	18.937	0	30	30	520	2,110	1,480
13 3/8	54.4	J55	BTC	12.615	12.495	0	260	260	1130	2730	853
9 5/8	36	TRC-95	BTC	8.921	8.765	0	560	560	2460	6080	974
7	32	TRC-95	TSHW-513	6.094	5.969	0	2900	2900	9740	10760	885
5	18	TRC-95	TSHW-513	4.276	4.151	2800	4200	1400	12,030	12,040	501

Figura 4.4 Prevención al asentamiento de tuberías de revestimiento 2

En las etapas de planeación del pozo, se determina en primer lugar la presión de formación esperada y el gradiente de fractura. Al resultado de eso se le conoce como *ventana operativa*, la cual determina el peso del lodo requerido para perforar, márgenes de seguridad y profundidad de asentamiento de

tuberías. Si la profundidad de asentamiento no está bien definida en el programa del Regulado, puede derivar en múltiples complicaciones en campo.

3. Densidad de las lechadas de cementación

Solicitó especificar la densidad de lechada de la etapa superficial ya que en el apartado *Diseño de lechada de etapa superficial* del Programa proporcionado por el Regulado, se especificaba que la densidad sería de 1.55 g/cc; sin embargo, en el apartado *Secuencia de fluidos a bombear* se manejó una densidad de 1.78 g/cc.

3.1. DISEÑO DE LECHADA ETAPA SUPERFICIAL

Para esta operación se bombearán 40 bbl de agua de perforación para remover el enjarre del lodo generado y que sirva como lavador-espaciador entre la lechada de cemento y el lodo, seguido de una lechada GSM CEM de 1.55 gr/cc desde el fondo hasta superficie mediante el uso de stab in.

	Descripción	Densidad gr/cc	Volumen bbl
1	Bache lavador	1.01	40
2	Lechada GSM Cem.	1.78	167.7

Profundidad: 260.0 md BHCT 31 °C BHST 31 °C GT 2.00 °C/100 M
 260.0 mv Presión de prueba: 506 psi Cédula No: API 10B-2-2013

DISEÑO DE LECHADA					Densidad: 1.78 gr/cc	CEMENTO UTILIZADO		
Código	Función / Descripción	Dosif.	Unid.	Lote		Tipo	Molienda	
G-CHA	Cemento H	100.00	%		L300	66	H	S/D
G-DF1L	Antiespumante	0.10	L/Sk		L200	45		
G-EXT2L	Extendedor	0.80	L/Sk		L100	36		

Figura 4.5 Prevención a la densidad de lechada

Para diseñar la lechada de cementación se toman en cuenta variables fundamentales de diseño, incluyendo la densidad, tiempo de fraguado, resistencia a la compresión, etc. Cuando se bombea el cemento en el pozo, es necesario desplazar el lodo de perforación, si no se logra desplazar completamente, se pueden producir canalizaciones, contaminación del cemento, mala adhesión a la tubería y a la formación. Dado que el Regulado es exhortado a comprobar la correcta hermeticidad del segmento revestido, el cambiar de densidades a lo largo del programa puede traer complicaciones en campo y comprometer la integridad del pozo.

4. Pruebas de goteo (LOT)

En el programa se mostraba una prueba de goteo (LOT) sin embargo, en la *Bitácora de actividades durante perforación* del Programa proporcionado por el Regulado, no se contemplaba dicha prueba, tampoco en la sección de *Costos y Equipos* para el pozo.

De igual manera, el diseño de la prueba de goteo (LOT) contemplaba las mismas profundidades erróneas mencionadas en la prevención número 2.

3.6. PRUEBAS DE GOTEO

Diámetro casing (in)	Profundidad de zapata (m)	Densidad fluido de perforación (gr/cm ³)	Gradiente de fractura programado (gr/cm ³)	Dif. Densidades	MPa	Presión de LOT (psi)
9 5/8	560	1.12	1.69	0.57	3.075435	446
7	2910	1.22	1.78	0.56	14.173488	2055
5	4200	1.28	1.83	0.53	18.71748	2714

Figura 4.6 Prevención a la prueba de goteo (LOT)

La prueba de goteo (LOT) tiene por objeto determinar la presión máxima a la cual la formación comenzará a recibir fluidos. La determinación de la presión de fractura de la formación es de vital importancia para realizar operaciones minimizando riesgos, ya que durante la vida operativa del pozo y durante actividades de limpieza, estimulación, cementación forzada, etc, las presiones manejadas en el pozo no deberán rebasar los márgenes de seguridad y para ello es importante contemplar la prueba en todas las etapas del pozo.

En conjunto, esta prevención y la anterior representan un riesgo potencial para el pozo; si la prueba de goteo no es realizada y además las densidades de lechada no están especificadas, la integridad del pozo está comprometida.

5. Escenario de contingencia en pozo de alivio

Dada la naturaleza de un pozo de alivio, es cuestionable que el Regulado contemple el escenario de contingencia en el mismo.

El pozo de alivio tiene como función primordial el mitigar el descontrol del pozo principal. Por lo que solicité revisar la factibilidad técnica de considerar el escenario de contingencia.

Si bien todos los tipos de pozo pueden presentar alguna contingencia, se entiende que el pozo de alivio es diseñado para poder mitigar un reventón del pozo principal, de ahí que la confiabilidad en este tipo de pozos debe

asegurar que será capaz de cumplir su objetivo. Por ejemplo, en pozos costa afuera se contempla la construcción de dos pozos de alivio¹⁹.

6. Trayectoria del pozo de alivio

Si un pozo revienta y no puede controlarse o no se puede acceder a él desde la superficie, se recurre al pozo de alivio para interceptarlo desde la parte inferior. Para que el pozo de alivio pueda interceptar al pozo principal, no debe tener una trayectoria vertical.

Durante la revisión, el survey demostraba que el pozo de alivio mantenía una trayectoria vertical (en ningún momento se construían metros desarrollados), incluso al llegar a la profundidad total se mantenía una inclinación de cero grados. Por lo que sugerí reconsiderar el diseño de este pozo.

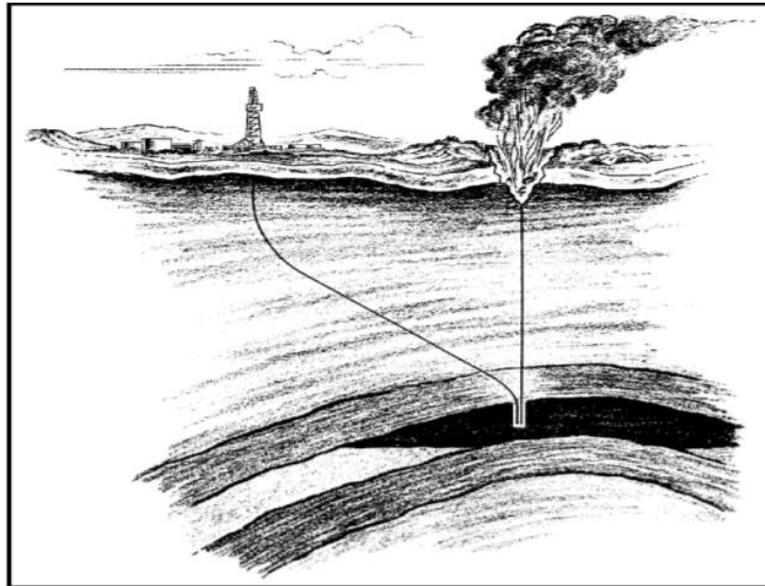


Figura 4.7 Pozo de Alivio²⁰

7. Presión de trabajo de los preventores

Si no se consideran las presiones de trabajo máximas de los preventores y la presión del yacimiento, las consecuencias pueden ser catastróficas, por lo que solicité reconsiderar la selección de preventores para el pozo Sayuri – 1. En el apartado *Características de los intervalos programados y fluidos esperados* del Programa proporcionado por el Regulado, se establecía que la presión de yacimiento asciende hasta 6000 psi, dato que no coincide con la presión estimada en la Tabla 3.2 del Capítulo 3, donde se menciona una

¹⁹ OGUK OP064, Guidelines on Relief Well Planning, Issue 2, 2013

²⁰ Richard S. Carden. Horizontal and Directional Drilling Manual. PetroSkills OGCI. PetroSkills, LLC. AN OGCI Company, 2007

presión de yacimiento de 5200 psi, a su vez, tampoco coincide con la presión de trabajo de los preventores para Sayuri – 1 en las Figuras 3.6 y 3.7 del Capítulo 3, en donde las presiones de trabajo manejan como máximo 5000 psi. Por lo que solicité al Regulado seleccionar los preventores en conformidad con las presiones esperadas.

8. Criterios de tolerancia al brote

El Regulado estableció los criterios de tolerancia al brote, sin embargo, en una de las tuberías de revestimiento programadas, los cálculos de tolerancia al brote no cumplían con los criterios propuestos. Por lo que solicité realizar las correcciones a fin de que el asentamiento cumpliera con dichos criterios. En el apartado *Tolerancia al Brote* del Programa proporcionado por el Regulado, se observó que el cálculo de tolerancia al brote admitido para el agujero de 8 ½ " era de 120.64 bbls, sin embargo, en los criterios mostrados por el Regulado señalaban 50 bbls.

Tabla 4 tolerancias al brote permitidas para pozos exploratorios y de desarrollo de acuerdo con el tamaño de agujero.

Tamaño del agujero (in)	Volumen del Brote para Pozos Exploratorios (bbl)	Volumen del Brote para Pozos de Desarrollo (bbl)
23	250	250
17 1/2	150	100
12 1/4	100	500
8 1/2	50	25
6	25	10
<6	25	10

Figura 4.8 Prevención para la tolerancia al brote

9. Diámetros del agujero del pozo

En el Estado Mecánico del pozo Sayuri - 1 se indica que la última etapa consiste en un agujero de 5 7/8" el cual será revestido con un liner de 5", no obstante, en el apartado *Quinta Etapa* del Programa proporcionado por el Regulado, se indicaba que será construida con una barrena de 6"; así mismo, en el apartado *Arreglo de sarta de perforación para la etapa de producción* se indicó que la sarta de la última etapa estará conformada por una barrena tipo PDC de 6".

Observar Figura 3.8 del Capítulo 3.

ITEM	DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN		OD	MAX OD	ID	LONG	LONG.	DENS.	C/FF		S/FF	
		ABAJO	ARRIBA							PESO	PESO	PESO	PESO
#				(pulg)	(pulg)	(pulg)	(m)	ACUM.	PESO	HTA	ACUM.	HTA	ACUM.
								(m)	kg/m	kg	Kg	kg	Kg
1	BARRENA PDC DE 6.0"		3 1/2" REG	6 1/8"	6 1/8	-	0.20	0.20	190.00	32	32	38	38
2	MOTOR DE FONDO 4 3/4" @ 1.50" ESTAB 5 7/8"	3 1/2" REG	3 1/2" IF	4 3/4"	5 7/8	-	5.07	5.27	54.47	233	233	276	276
3	FLOAT SUB C/VCP 4 3/4"	3 1/2" IF	3 1/2" IF	4 3/4"	4 3/4	2 1/4	0.70	5.97	55.48	33	33	39	39

Figura 4.9 Prevención para el diámetro del agujero

Por lo que sugerí al Regulado homologar los diámetros del agujero del pozo y que estos coincidan con la selección de barrenas.

Durante una de las reuniones con el Regulado se dio a conocer que el personal en campo utilizaría la información del Programa que me fue proporcionado para realizar la perforación en papel y las operaciones en campo, situación que refuerza la necesidad de que tanto las profundidades de asentamiento y la selección de barrenas acorde al diámetro de agujero sean las adecuadas.

10. Incorporar tubería a los cálculos de tolerancia al brote

En los cálculos de tolerancia al brote, no se considera la etapa de 5 7/8" (TR de 5"), por lo que solicité incluirla.

Cálculo de la máxima presión anticipada en superficie y volumen máximo de gas en el fondo para la Tolerancia al Brote en las condiciones señaladas de tuberías.

Diámetro de TR	Profundidad de TR	Profundidad a perforar	Peso de Lodo	Gradiente de Fractura en zapata	Densidad de fluido invasor	Intensidad de brote	Tolerancia al brote	
							Volumen	MAASP
in	m	m	gr/cc	gr/cc	gr/cc	gr/cc	bls	psi
13 3/8	30	260	1.05	1.585	0.2306	0.06	40.77	197.84
9 5/8	260	560	1.12	1.728	0.2306	0.06	15.70	402.22
7	560	2900	1.18	1.790	0.2306	0.06	120.64	2516.04

Figura 4.10 Prevención para la tolerancia al brote de la TR de 5"

11. Fluidos de perforación

A diferencia de los pozos en aguas someras y los pozos en aguas profundas o ultra profundas, los pozos terrestres consideran diferentes parámetros de

seguridad, uno de ellos es aislar zonas de acuíferos durante la perforación del pozo.

Es hasta aproximadamente 250 – 260 metros de profundidad en donde es posible encontrar acuíferos (o cuerpos de agua), por lo que sugerí al Regulado utilizar lodos poliméricos (base agua) hasta 260 metros.

Tipo de lodo		Etapa Superficial 1	Etapa Superficial 2	Etapa Intermedia	Etapa Producción
		Polimérico base agua	Polimérico Base agua	Emulsión Inversa	Emulsión Inversa
Prof. Inicial	m	0	260	560	2800
Prof. Final	m	260	560	2900	4200
Intervalo	m	260	530	2340	1400
Densidad	gr/cm3	1.09	1.05-1.012	1.14	1.30
Agua	lt/m3	902.5	893.12	170	161
Barita	kg/m3	153	41	24	450
Bentonita	kg/m3	25	25		
Carbonato de sodio	kg/m3	2	2		
Cloruro de potasio	kg/m3	120	120		
Drill pac L	kg/m3	2.3	2.3		
Drill pac R	kg/m3	3.5	3.5		
Goma Xantica	kg/m3	2.5	2.5		
Inproglicol	kg/m3	9	9		
Lignito modificado	kg/m3	15	15		
Sosa cáustica	kg/m3	3.5	3.5		
Arcilla organofílica	kg/m3			15	15
Cal hidratada	kg/m3			45	45
Cloruro de calcio	kg/m3			37.87	29.5
Fluido base (diésel)	lt/m3			682	644
Emulsificante	lt/m3			25	25
Emulsificante	lt/m3			8	8
Reductor de filtrado	kg/m3			28	28

Figura 4.11 Observación para utilizar fluidos poliméricos

4.3 Prevenciones realizadas al pozo Mineko – 1

1. Profundidad del pozo de alivio

Solicité especificar la profundidad del pozo de alivio, ya que en el apartado *Ubicación del pozo de alivio* del Programa proporcionado por el Regulado, indicaba una profundidad de 1010 m; no obstante, en el survey indicaba una profundidad de 1200 m.

Tipo de pozo	Exploratorio
Tipo de construcción de pozo	Vertical
Objetivos estratigráficos	Mioceno Inferior
Sistema de coordenadas de referencia	ITRF-08
Coordenadas superficiales alivio m.v.s.n.m.	
Coordenadas Geográficas alivio	
Coordenadas objetivo alivio m.v.s.n.m.	
Profundidad máxima (mvmr)	1,010 m
Tipo de fluido esperado	Aceite 32° API

Figura 4.12 Prevención a la profundidad del pozo de alivio 1

53	960.00	31.00	317.57	945.10	60.48	-55.21	81.84	81.84	317.57	3.00	3.00	0.00	0.00	1938779.25	336492.61								
54	990.00	31.00	317.57	970.81	71.81	-65.64	97.29	97.29	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938790.74	336482.27								
55	1000.00	31.00	317.57	979.38	75.61	-69.11	102.44	102.44	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938794.57	336478.83								
56	1020.00	31.00	317.57	996.53	83.21	-76.06	112.74	112.74	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938802.23	336471.94								
57	1050.00	31.00	317.57	1022.24	94.62	-86.49	128.19	128.19	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938813.72	336461.61								
58	1080.00	31.00	317.57	1047.96	106.02	-96.91	143.64	143.64	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938825.20	336451.28								
59	1110.00	31.00	317.57	1073.67	117.43	-107.34	159.09	159.09	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938836.69	336440.95								
60	1140.00	31.00	317.57	1099.38	128.84	-117.76	174.54	174.54	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938848.18	336430.61								
61	1170.00	31.00	317.57	1125.10	140.24	-128.19	190.00	190.00	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938859.67	336420.28								
62	1200.00	31.00	317.57	1150.82	151.65	-138.62	205.45	205.45	317.57	0.00	0.00	0.00	0.00	1938871.16	336409.95								
<table border="1"> <tr><td>60</td><td>1140.00</td><td>31.00</td></tr> <tr><td>61</td><td>1170.00</td><td>31.00</td></tr> <tr><td>62</td><td>1200.00</td><td>31.00</td></tr> </table>															60	1140.00	31.00	61	1170.00	31.00	62	1200.00	31.00
60	1140.00	31.00																					
61	1170.00	31.00																					
62	1200.00	31.00																					

Figura 4.13 Prevención a la profundidad del pozo de alivio 2

2. Trayectoria del pozo de alivio

Solicite corregir el ángulo de desviación máxima del pozo, ya que en el apartado Resumen de cementación indicaba que era 0°

FLUIDO DE PERFORACIÓN			
TIPO	DENSIDAD GR/CC	VISCOSIDAD PLASTICA CP	PUNTO DE CEDENTE LB/100 FT2
E.I.	1.19	19	15
INFORMACIÓN GENERAL		ESTADO MECÁNICO	
Diámetro de la TR			
7" a 1010 m			
% de Exceso	Diam. Equivalente		
100%	9.772"		
TR Anterior			
9 5/8" a 472 m			
Angulo de desviación máxima			
0			
Gradientes de formación en fondo			
Gradiente de poro	Gradiente de fractura		
1.17	1.75		
Temperatura estática de fondo		7" a 1,234	
73°C			
Temperatura circulante			
45°C			

Figura 4.14 Prevención a la trayectoria del pozo de alivio 1

A su vez, el Regulado proporcionó la trayectoria en software de la intercepción al pozo principal, no obstante, en ningún momento ocurría la intercepción e incluso la profundidad total del pozo de alivio estaba por debajo del principal.

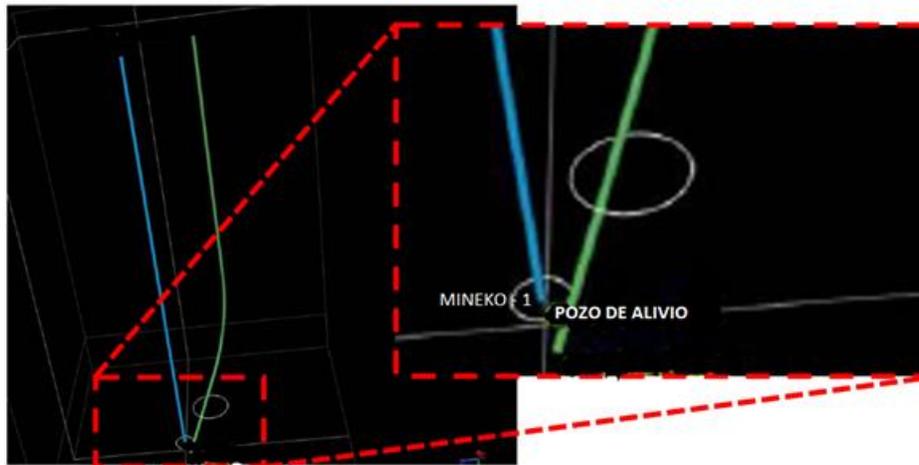


Figura 4.15 Prevención a la trayectoria del pozo de alivio 2

3. Conexiones de tuberías

Solicité utilizar las conexiones de las tuberías correctas ya que, en distintas secciones del Programa proporcionado por el Regulado, se mencionaban

conexiones distintas para la tubería de 9 5/8", cambiando una conexión tipo BTC por una de tipo BCN.

Diámetro Ext. (pg)	Peso (lb/pie)	Grado	Conexión	Diámetro Int. (pg)	Drift (pg)
13 3/8"	54.4	J55	BTC	12.615	12.495
9 5/8"	36	J55	BTC	8.921	8.921
7"	26	N-80 TYPE Q	TSH WEDGE 513	6.276	6.151

PROPIEDADES MECANICAS DE LAS TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO				
Casing in	Diámetro Int. In	Libraje lb/ft	Grado	ROSCA
9 5/8"	8.921	36	J-55	BCN
7"	6.276	26	N-80	TSH 513

Figura 4.16 Prevención a las conexiones de tuberías de revestimiento

4.4 Aspectos importantes en la revisión de Ingeniería

Como se puede observar en las prevenciones anteriores, existen aspectos de diseño cruciales para salvaguardar la integridad del pozo.

A continuación, se mencionan los aspectos técnicos más importantes que señalan los artículos sobre los que versa la revisión que realicé, los cuales no solo son aplicados para estos dos proyectos, sino para todo pozo exploratorio terrestre convencional:

- ✓ Implementar y mantener un sistema que permita contar con la información sobre perforación, terminación, mantenimiento, operación de equipos y registro histórico de alertas y alarmas
- ✓ Diseño del pozo con al menos dos barreras probadas independientes
- ✓ Aislar y proteger acuíferos
- ✓ Contar con las conexiones superficiales de control conforme a las máximas condiciones de presión y temperatura
- ✓ Contar con sistemas de control manual y automático en el equipo y conexiones superficiales de control

- ✓ Utilizar fluidos de perforación base agua, al menos hasta la tubería intermedia. Esto dependerá de cada pozo.
- ✓ Asegurar que las tuberías de revestimiento cubran y aislen todos los acuíferos
- ✓ Demostrar la hermeticidad del segmento revestido a través de pruebas de hermeticidad y registros de cementación
- ✓ Contar con sistemas de seguridad para la detección y respuesta ante presencia de gases combustibles y tóxicos
- ✓ Selección del conjunto de preventores considerando parámetros del yacimiento y del pozo
- ✓ Mantener vigentes las certificaciones de los preventores y del equipo crítico
- ✓ Operar el equipo crítico conforme a las indicaciones del fabricante
- ✓ Contar con mecanismos para administrar los riesgos durante perforación
- ✓ Contar con un programa de taponamiento según el tipo (temporal o definitivo)
- ✓ Realizar los estudios de esfuerzos a las tuberías de revestimiento
- ✓ El pozo de alivio debe considerar el diseño del pozo principal
- ✓ Tipo y composición de lechadas de cementación acorde a las características del pozo, formaciones atravesadas y fluidos esperados
- ✓ Los riesgos considerados durante perforación deben coincidir con la columna geológica proyectada
- ✓ Se debe contar con programas para realizar actividades de obtención de información (núcleos de roca, registros, muestras de fluidos, muestra de formación, etc)

4.5 Metodología para la emisión de Dictámenes Técnicos de Análisis de Riesgos

Una vez recibida la información del Regulado, realicé las actividades pertinentes para la emisión de los Dictámenes y las Actas de Verificación en conformidad con lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general (DACG's) que establecen los Lineamientos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y en el Acuerdo Modificadorio, procedí a realizar la verificación documental del Análisis de Riesgos de los pozos de exploración denominados Pozos Exploratorios Terrestres Mineko - 1 y Sayuri – 1 respectivamente, en lo relativo a los artículos 7, 10, 12, 13, 14, 15, 16, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 111, 112, 113, 159, 160, 161 y 162.

Para la verificación documental, utilicé el mismo formato de lista de verificación de ingeniería mostrado anteriormente pero acoplado a los requerimientos de análisis de riesgo.

Los principios generales de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente que evalué son los siguientes:

1. Actividades de reconocimiento y exploración superficial realizadas conforme a los principios de riesgo
2. Identificación de peligros y análisis de riesgos
3. Administración de riesgos e impactos
4. Actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en áreas terrestres
5. Destrucción controlada y venteo de Gas Natural

Estas cinco categorías son las que conforman la lista de verificación de análisis de riesgo.

Consultar el anexo G para ver un ejemplo de la lista de verificación de análisis de riesgo.

A continuación, se muestra un ejemplo de la estructura de la lista:

No.	Artículo / Estándar / Práctica	Texto de referencia	Tipo de verificación	Resultado			Referencia de la evidencia de soporte	Observaciones
				Cumple		No aplica		
				si	no			
PRINCIPIOS GENERALES DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD OPERATIVA Y PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE								
Identificación de peligros y análisis de riesgo								
1	10	Justificación técnica de la metodología de riesgo empleada	Documental	X			Estudio de Riesgo para el pozo Sayuri – 1	

2	14	Considerar a las poblaciones o asentamientos humanos más cercanos en el análisis de riesgo	Documental		X		Documento: Análisis de ruta para el pozo exploratorio Mineko – 1	Se solicita considerar los asentamientos humanos en el estudio de riesgo
---	----	--	------------	--	---	--	--	--

Figura 4.17 Ejemplo de estructura de la lista de verificación de Análisis de riesgo

El proceso para la elaboración de Dictámenes de Análisis de Riesgo es el mismo para los de Dictámenes de Ingeniería, observar figura 4.2

4.6 Prevenciones realizadas al Pozo Sayuri – 1

Incluir métodos de análisis de riesgo

1. Como se menciona en el capítulo anterior, el Regulado indicó que utiliza los métodos de matrices de riesgo y “¿Qué pasa sí?” para su análisis de riesgo, sin embargo, en la información proporcionada no venía la aplicación ni los resultados de dichos métodos. Por lo que realicé una primera prevención solicitando incluirlos.

2. Identificación de recomendaciones y de responsables

Como parte de los resultados obtenidos de “¿Qué pasa sí?”, el Regulado es exhortado a no sólo demostrar la aplicación del método, sino a presentar también las recomendaciones emitidas del mismo y delegar responsabilidades dentro de la empresa para que estas sean atendidas. Después de haber emitido la primera prevención, realicé una segunda prevención solicitando las recomendaciones emitidas del “¿Qué pasa sí?” y la identificación del personal a cargo de ellas.

3. Identificación de escenarios en planos de radios de afectación

El regulado considera como “peor caso” el escenario de detonación prematura de disparos y el de un descontrol de pozo. Además de estos dos escenarios, existen otros riesgos que requieren mapear su afectación en la ubicación del pozo y las zonas aledañas.

En Regulado es exhortado a determinar los radios potenciales de afectación²¹, sin embargo, en la documentación presentada no se incluían.

²¹ Artículo 10 del Acuerdo mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad

Por lo que solicité la inclusión de los radios de afectación. La importancia de determinar estos radios radica en que no solo sirven para mapear los riesgos a los que el pozo, la pera y las zonas aledañas están sometidos, sino que también sirve como evidencia para conocer:

- Infraestructura existente
- Zonas ambientales sensibles o protegidas
- Ubicación de zona segura para el personal y en su caso, la zona segura para asentamientos humanos cercanos
- Determinar radios máximos de una explosión
- Delimitación de la Zona de Alto Riesgo (área de restricción total en la que no se deben realizar actividades distintas a las del sector hidrocarburos)
- Ubicar posibles cuerpos de agua cercanos a la pera
- Ubicar las zonas de casa-habitación

4.7 Prevenciones realizadas al pozo Mineko – 1

En el caso de este pozo, las prevenciones fueron de carácter administrativo.

El estudio de riesgo se llevó a cabo tomando en cuenta todas las prevenciones hechas a pozos anteriores, por lo que no hubo necesidad de prevención alguna. Sin embargo, surgieron imprevistos que el Regulado no tuvo en cuenta a la hora de solicitar un Dictamen Técnico de Análisis de Riesgo.

Algunos de los impedimentos para que un Regulado pueda tener permiso de construir un pozo en materia de Impacto Ambiental son los siguientes:

- Que la Manifestación de Impacto Ambiental presentada ante la Agencia no contemple el pozo en cuestión.
- Que la MIA presentada ante la Agencia contemple el pozo en cuestión, pero con otro nombre. Se debe notificar a la Agencia todo nombre de algún pozo que desee ser modificado.
- Que la MIA sea aplicable en una zona a la que el pozo en cuestión no pertenezca.

Mineko – 1 fue incluido en la MIA con distinto nombre, por lo que fue necesario ingresar documentación pertinente ante la Agencia para notificar que su nombre había sido cambiado.

Realicé una *matriz de cumplimiento regulatorio* para que la Agencia considerara al pozo Mineko – 1 y pudiera iniciar su construcción llegado el momento, sin embargo, por ser actividades administrativas no entran en el alcance del presente Informe.

4.8 Aspectos importantes en la revisión del Análisis de riesgo

Los programas de Análisis de Riesgo que presentó el Regulado estaban basados en muchos aspectos con el de Ingeniería.

Esta relación refuerza la necesidad de partir de datos coherentes y homologados en los programas, ya que con frecuencia observé grandes diferencias entre ambos enfoques, por ejemplo:

X Si la columna geológica esperada es diferente en el estudio de riesgo y el programa de ingeniería, las complicaciones esperadas durante perforación y sus medidas de control no son representativas.

X Si la selección de preventores no concuerda con las necesidades del pozo o el yacimiento, el protocolo para control de pozo no es representativo.

X Si la ubicación del pozo de alivio no está definida, el estudio de radios de afectación no es representativo, por lo que la determinación de la zona segura tampoco.

X En ocasiones, el equipo de perforación para un mismo pozo era diferente en el estudio de riesgo y en el programa de ingeniería. En ambos casos, Sayuri -1 y Mineko – 1 definían una capacidad de 1000 HP en su equipo de perforación en sus programas de ingeniería, sin embargo, en los estudios de riesgo definían 850 HP.

X En el estudio de riesgo, después de haber simulado la aplicación de las medidas de prevención, el grado del riesgo permanecía igual. Las medidas de prevención de riesgo tienen como objetivo disminuir tan bajo como sea razonablemente posible la frecuencia de ocurrencia, esto reposiciona el riesgo. A esto se le llama *rejerarquización de los escenarios de riesgo*. Sin embargo, si en una simulación, el nivel de riesgo sigue siendo el mismo aún después de la aplicación de las medidas

de prevención o recomendaciones, quiere decir que los resultados no son representativos.

X El estudio ubicaba X escenarios para analizar su riesgo, sin embargo, en los resultados se presentaban x-1 escenarios.

En resumen, la emisión de prevenciones es una herramienta que permite establecer el puente de discusión sobre el proyecto con el cliente. En función del número de prevenciones realizadas y su contenido se negocia un tiempo aproximado de entrega con el cliente, el cual no fue el mismo para cada pozo. Esto último puede dar pie a complicaciones administrativas si no se tiene una atención de prevenciones apropiada. Cabe destacar que durante las prevenciones no se pueden ejercer juicios de valor. Una administración apropiada de prevenciones es aquella que permite continuar con el proceso descrito en la figura 4.2

Los aspectos que son importantes a considerar durante la evaluación mencionados con anterioridad son aquellos que con mayor frecuencia observé que requerían ser prevenidos, situación que confirma la importancia de identificar correctamente los aspectos solicitados por la autoridad.

Capítulo 5. Resultados

En el presente capítulo se muestran los resultados obtenidos a las prevenciones, demostrando el objetivo cumplido de la evaluación de estos proyectos.

Una vez que el Regulado atendió las prevenciones a la documentación entregada que le observé, procedí a la parte final del procedimiento, la cual consiste en elaborar los entregables. Los entregables son las herramientas con las cuales el Tercero Autorizado podrá permitir que el Regulado de inicio a las actividades de construcción cuando este notifique el inicio de las mismas a la ASEA, en conformidad con lo establecido en el Acuerdo Modificatorio.²²



Figura 5.1 Proceso realizado para la emisión de Actas y Dictámenes

²² El artículo 78 BIS del Acuerdo Modificatorio mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos indica que para la construcción de pozos, los Regulados deben presentar a la ASEA en forma física o electrónica al menos cinco días hábiles antes de las actividades de construcción el Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle del pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas.

Los entregables se conforman por: la lista de verificación de Ingeniería de Detalle y la lista de verificación de Análisis de Riesgo, las Actas de Verificación de Ingeniería de Detalle y de Análisis de Riesgo.

Consultar Anexos C, D, E, F y G para ver las características que cumplen los entregables.

5.1 Resultados para el pozo Sayuri – 1

Con base a mi trabajo realizado se consiguió que el Regulado implementara las acciones de corrección, prevención y mejora en sus diseños y documentaciones acorde a la normatividad aplicable, cumpliendo el objetivo de las actividades de regulación y de mi participación en esta área de la compañía.

A continuación, se describen los resultados obtenidos:

1. En lo concerniente al pozo de correlación, realicé la aclaración de que el pozo más cercano de correlación se encuentra a 23 km.

1. INTRODUCCIÓN

Como parte de las actividades que se deben ejecutar en el área contractual está la perforación de al menos tres pozos exploratorios. El primer pozo exploratorio para construir será el **Sayuri - 1** ubicado en el estado de Veracruz

A lo largo de la elaboración de los documentos de soporte de decisión que forman parte de la solicitud de autorización de perforación, se ha definido el estado mecánico idóneo para el **Sayuri -** sin embargo, se debe tener en cuenta que es el primer pozo exploratorio de la zona y que el pozo más cercano a la locación, y que ha sido utilizado como pozo de correlación, se encuentra a aproximadamente 23 km de distancia, motivo por el cual el presente programa será dinámico durante los trabajos de construcción, a pesar de esto se ha utilizado la información proveniente de otros pozos así como de procedimientos de la industria para que los cambios sean mínimos.

Figura 5.2 Fragmento del programa original para la atención de la prevención del pozo de correlación

2. Respecto a las profundidades de asentamiento, concluí que las tuberías de 9 5/8" y de 7" serán de 560 y 2900 metros respectivamente, lo cual concuerda con el diseño del Estado Mecánico.

Asentamiento de TR programados				
Etapas de perforación (In)	Tipo de TR	Diámetro nominal	PVV(mv)	Profundidad (mD)
Hincado	Conductor	TC 20"	30	30
17 1/2"	TR Superficial	TR 13 3/8"	260	260
12 1/4"	TR Intermedia	TR 9 5/8"	560	560
8 1/2"	TR Intermedia	TR 7"	2900	2900
5 7/8"	TR Proucción	TR 5"	4200	4200

Figura 5.3 Atención a la prevención del asentamiento de tuberías

- Las densidades para las lechadas de cementación fueron reconsideradas y corregidas, de acuerdo a las observaciones que realicé.

13. DISEÑO DE LECHADAS

13.1. DISEÑO DE LECHADA ETAPA SUPERFICIAL

Para esta operación se bombearán 40 bl de agua de perforación para remover el enjarre del lodo generado y que sirva como lavador-espaciador entre la lechada de cemento y el lodo, seguido de una lechada GSM CEM de 1.78 gr/cc desde el fondo hasta superficie mediante el uso de stab in.

Figura 5.4 Fragmento del Programa original para la atención de la prevención de la densidad de lechada

Profundidad:	260.0 md 260.0 mv	BHCT	31 °C	BHST	31 °C	GT	2.00 °C/100 M
		Presión de prueba:	506 psi			Cédula No:	API 10B-2-2013

DISEÑO DE LECHADA				
Código	Función / Descripción	Dosif.	Unid.	Lote
G-CHA	Cemento H	100.00	%	
G-DF1L	Antiespumante	0.10	L/Sk	
G-EXT2L	Extendedor	0.80	L/Sk	
G-EXT2L	Extendedor	0.50	L/Sk	
G-WC2	Control de Agua Libre	0.30	%	

Densidad:	<u>1.78 gr/cc</u>
L300	66
L200	45
L100	36
L6	7
L3	5
Vp	45 cp.
Pc	21 lb/100 pie ²
Agua Libre:	1 %

CEMENTO UTILIZADO	
Tipo	Molienda
H	S/D

MUESTRAS	
Tipo	Procedencia
Cemento	Laboratorio
Agua	Laboratorio
A. de M.	Laboratorio

Figura 5.5 Ficha de cementación corregida

- La prueba de goteo (LOT) fue considerada para las todas las etapas del pozo y con las profundidades corregidas.

13.8. PRUEBAS DE GOTEO

Diámetro casing (in)	Profundidad de zapata (m)	Densidad fluido de perforación (gr/cm ³)	Gradiente de fractura programado (gr/cm ³)	Dif. Densidades	MPa	Presión de LOT (psi)
9 5/8	560	1.12	1.69	0.57	3.075435	446
7	2900	1.18	1.78	0.56	14.173488	2055
<u>5</u>	4200	1.22	1.83	0.53	18.71748	2714

Figura 5.6 Atención a la prevención de prueba de goteo

5. Respecto a considerar el escenario de contingencia en el pozo de alivio, se determinó retirar la etapa de contingencia y en la documentación actualizada no se mencionó.

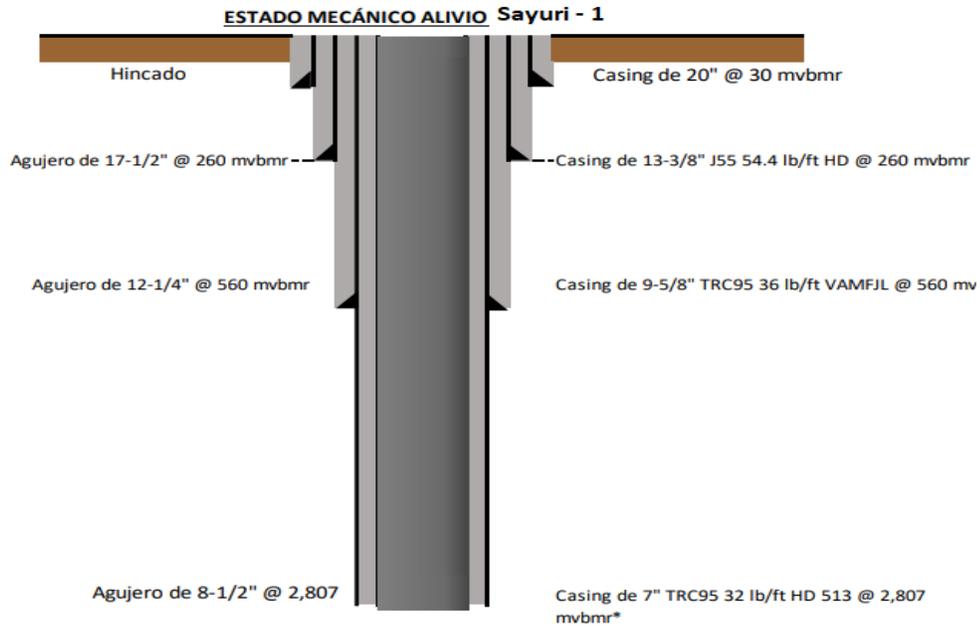


Figura 5.7 Atención a la prevención de etapa de contingencia del pozo de alivio

6. La trayectoria del pozo de alivio fue corregida, determinando que será de tipo J. A continuación, se muestra el fragmento del survey a partir los metros desarrollados y la intercepción con el pozo principal.

Prof. m	Inc. Deg.	Azim. Deg.	P.V.V m	N/S m	E/O m	Sec. V. m	Distcir. m	Dircir. Deg.	P.D.P. Deg./30m	Contr. Deg./30m	Giro Deg./30m	C. Herr. Deg.	Norte m	Este m
2557mD;	inc	17.85°	Dir	120.82°										
2557	17.85	120.82	2551.25	-28.26	47.37	55.16	55.16	120.82	1.5	1.5	0	0	1925393.76	349627.35
2580	17.85	120.82	2573.15	-31.87	53.43	62.21	62.21	120.82	0	0	0	0	1925390.11	349633.38
2610	17.85	120.82	2601.7	-36.58	61.33	71.41	71.41	120.82	0	0	0	0	1925385.34	349641.24
2640	17.85	120.82	2630.26	-41.29	69.22	80.6	80.6	120.82	0	0	0	0	1925380.57	349649.11
2670	17.85	120.82	2658.81	-46	77.12	89.8	89.8	120.82	0	0	0	0	1925375.8	349656.97
2700	17.85	120.82	2687.37	-50.71	85.02	99	99	120.82	0	0	0	0	1925371.03	349664.83
2730	17.85	120.82	2715.93	-55.42	92.92	108.19	108.19	120.82	0	0	0	0	1925366.26	349672.69
2760	17.85	120.82	2744.48	-60.14	100.81	117.39	117.39	120.82	0	0	0	0	1925361.49	349680.56
2790	17.85	120.82	2773.04	-64.85	108.71	126.58	126.58	120.82	0	0	0	0	1925356.72	349688.42
INTERCEPCIÓN @ 2807.8mD (2790 mvmr) [2,706.3 mbvnm]														
2807.8	17.85	120.82	2790	-67.64	113.4	132.05	132.05	120.82	0	0	0	0	1925353.89	349693.09

Figura 5.8 Fragmento del survey para la atención a la prevención de la trayectoria del pozo de alivio

7. La selección del equipo crítico fue cuidadosamente revisada, determinando que la capacidad de los desviadores de flujo y del árbol de producción será la misma a las establecidas en el Capítulo 3:

- Cabezal de producción de 10, 000 psi
- MAV de 10, 000 psi
- Cabezal 9 5/8" x 11" de 5,000 psi
- Preventor esférico de 10, 000 psi
- Preventor doble ariete de 10, 000 psi
- Múltiple de estrangulación para 10, 000 psi

A su vez, la presión de yacimiento fue revisada por el Regulado y se corroboró que es de 5200 psi.

7.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS INTERVALOS PROGRAMADOS Y FLUIDOS ESPERADOS

Formación	Intervalo (m)	°API	Temp. (°C)	P. Yac. (psi)	Porosidad (%)	Permeab. (mD)
Cretácico	580 - 590	32	49	2,600	8	80 – 500
JST	2940 – 2950	34	110	5,200	29	80 – 500
JSK	3140 – 3160	34	112	5,200	29	80 – 500

Figura 5.9 Fragmento del programa original donde se establece la presión de yacimiento

18. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DESVIADORES DE FLUJOS

Como parte del inventario del equipo de perforación se tiene el siguiente conjunto de preventores, unidad de control y múltiple de estrangulación:

- Preventor esférico de 11" con presión de trabajo de 10,000 psi marca hydrill
- Preventor doble de ariete de 11" con presión de trabajo de 10,000 psi marca Shaffer
- Unidad de control de preventores marca CEETCO
- Múltiple de estrangulación maca Cameron para 10,000 psi de presión de trabajo

Figura 5.10 Fragmento del programa original para la atención de la prevención a la selección de preventores

Descripción General del MAV	Árbol de válvulas terrestre Terminación sencilla 11" x 2 9/16" x 2 1/16" 10M		
Componente	Diámetro Nominal y Presión de trabajo	Especificaciones de los materiales	Observaciones
MAV	11" x 2 9/16" x 2 1/16" 10M	U/FF-NL/PSL3/PR2	Tubería de 2 7/8"
Cabezal de producción	11" x 7" 10M	API6A PSL3 PR2 EEU	Para TR de 7"
Cabezal	9 5/8" x 11" 5M	API6A PSL3 PR2 DDU	Para TR de 9 5/8"

Figura 5.11 Selección del equipo crítico

8. Los cálculos de tolerancia al brote fueron aplicadas a todas las etapas del pozo y corregidos para que respetaran los parámetros establecidos por el Regulado.

Tamaño del agujero (in)	Volumen del Brote para Pozos Exploratorios (bbl)	Volumen del Brote para Pozos de Desarrollo (bbl)
23	250	250
17 1/2	150	100
12 1/4	100	500
8 1/2	50	25
6	25	10
<6	25	10

Figura 5.12 Parámetros de tolerancia al brote

Diámetro de TR	Profundidad de TR	Profundidad a perforar	Peso de Lodo	Gradiente de Fractura en zapata	Densidad de fluido invasor	Intensidad de brote	Tolerancia al brote	
							Volumen	MAASP
in	m	m	gr/cc	gr/cc	gr/cc	gr/cc	bbls	psi
13 3/8	30	260	1.05	1.585	0.2306	0.06	3.7	22.82
9 5/8	260	560	1.12	1.728	0.2306	0.06	46.1	224.83
7	560	2900	1.18	1.74	0.2306	0.06	11.4	446.03
5	2900	4200	1.22	1.756	0.2306	0.06	25	1880.8

Figura 5.13 Tolerancia al brote considerando todas las etapas y profundidades corregidas

9. Los diámetros del agujero fueron considerados a la hora de seleccionar barrenas y homologados en todo el Programa.

ITEM #	DESCRIPCIÓN	CONEXIÓN		OD (pulg)	MAX OD (pulg)	ID (pulg)	LONG (m)	LONG. ACUM. (m)	DENS. PESO (kg/m)	C/FF		S/FF	
		ABAJO	ARRIBA							PESO HTA (kg)	PESO ACUM. (Kg)	PESO HTA (kg)	PESO ACUM. (Kg)
1	BARRENA PDC DE 5.7/8"		3 1/2" REG	6 1/8"	6 1/8	-	0.20	0.20	190.00	32	32	38	38
2	MOTOR DE FONDO 4 3/4" @ 1.50" ESTAB 5 7/8"	3 1/2" REG	3 1/2" IF	4 3/4"	5 7/8	-	5.07	5.27	54.47	233	233	276	276
3	FLOAT SUB C/VCP 4 3/4"	3 1/2" IF	3 1/2" IF	4 3/4"	4 3/4	2 1/4	0.70	5.97	55.48	33	33	39	39

Figura 5.14 Selección de barrena acorde al diámetro del agujero

10. La aplicación de matrices de riesgo y “ ¿Qué pasa sí?” fue incluido en el estudio de riesgo, así como las recomendaciones derivadas y los responsables.

Consultar los anexos A y H.

11. Los radios de afectación fueron presentados tomando en cuenta los escenarios considerados *peor caso*.



Figura 5.15 Radios de afectación para el escenario de explosión de pistolas

Radios potenciales de afectación por Sobrepresión (Explosión)			
Niveles de Sobrepresión	Distancia (m)		
0.5 psi	Zona de amortiguamiento	F	4.66
		A/B	4.66
1.0 psi	Zona de alto riesgo	F	2.84
		A/B	2.84
3.0 psi	Daños a equipos	F	1.38
		A/B	1.38
10.0 psi		F	0.67
		A/B	0.67
Estabilidad Pasquill	Clases F y A/B	Descripción del escenario: Se presenta detonación prematura de explosivos. Ocasionado por el manejo inadecuado de la carga explosiva. Con consecuencias de posible daño al personal e instalación.	

Figura 5.16 Descripción del escenario de explosión de pistolas



Figura 5.17 Radios de afectación para el escenario de descontrol (falta de preventores)

Radios potenciales de afectación por Sobrepresión (Explosión)			
Niveles de Sobrepresión	Distancia (m)		
0.5 psi	Zona de amortiguamiento	A/B	35.65
1.0 psi	Zona de alto riesgo	A/B	29.53
3.0 psi	Daños a equipos	A/B	24.64
10.0 psi		A/B	22.27
Estabilidad Pasquill	Clases F y A/B	No. De escenario: 9 Descripción del escenario: Falla el conjunto de preventores (BOP's), por falta de mantenimiento o falla hidráulica, imposibilitando el control del pozo	

Figura 5.18 Descripción del escenario de descontrol

5.2 Resultados para el pozo Mineko – 1

Derivado de las actividades que realicé en el análisis y auditoría de los documentos del pozo Mineko – 1 se consiguió que el Regulado corrigiera y aclarara los aspectos que le fueron señalados durante las prevenciones, completando así la información en el estudio de riesgos acorde a la normatividad aplicable.

1. Se realizó la aclaración de que la profundidad del pozo de alivio es de 1010m.

Prof. m	Inc. Deg.	Azim. Deg.	P.V.V m	N/S m	E/O m	Sec. V. m	Distcir. m	Dircir. Deg.	P.D.P. Deg./30m	Contr. Deg./30m	Giro Deg./30m	C. Herr. Deg.	Norte m	Este m
800	12.5	317.57	798.02	20.05	-18.35	27.16	27.16	317.57	1.5	1.5	0	0	1938738.6	336529.17
810	13	317.57	807.77	21.68	-19.82	29.37	29.37	317.57	1.5	1.5	0	0	1938740.24	336527.69
820	13.5	317.57	817.51	23.37	-21.36	31.66	31.66	317.57	1.5	1.5	0	0	1938741.94	336526.16
830	14	317.57	827.22	25.12	-22.97	34.04	34.04	317.57	1.5	1.5	0	0	1938743.71	336524.57
840	14.5	317.57	836.91	26.94	-24.63	36.5	36.5	317.57	1.5	1.5	0	0	1938745.54	336522.92
850	15	317.57	846.58	28.82	-26.34	39.05	39.05	317.57	1.5	1.5	0	0	1938747.43	336521.22
860	15.5	317.57	856.23	30.76	-28.12	41.68	41.68	317.57	1.5	1.5	0	0	1938749.39	336519.46
870	16	317.57	865.86	32.76	-29.95	44.39	44.39	317.57	1.5	1.5	0	0	1938751.41	336517.65
880	16.5	317.57	875.46	34.83	-31.84	47.19	47.19	317.57	1.5	1.5	0	0	1938753.49	336515.77
890	17	317.57	885.03	36.96	-33.78	50.07	50.07	317.57	1.5	1.5	0	0	1938755.63	336513.85
900	17.5	317.57	894.58	39.15	-35.78	53.04	53.04	317.57	1.5	1.5	0	0	1938757.83	336511.86
910	18	317.57	904.11	41.4	-37.84	56.09	56.09	317.57	1.5	1.5	0	0	1938760.1	336509.83
920	18.5	317.57	913.6	43.71	-39.95	59.22	59.22	317.57	1.5	1.5	0	0	1938762.43	336507.73
930	19	317.57	923.07	46.08	-42.12	62.43	62.43	317.57	1.5	1.5	0	0	1938764.82	336505.58
932.5	19.13	317.57	925.46	46.69	-42.68	63.25	63.25	317.57	1.5	1.5	0	0	1938765.43	336505.03
960	19.13	317.57	951.42	53.33	-48.75	72.26	72.26	317.57	0	0	0	0	1938772.13	336499.01
990	19.13	317.57	979.76	60.59	-55.39	82.09	82.09	317.57	0	0	0	0	1938779.43	336492.44
1020	19.13	317.57	1008.11	67.84	-62.02	91.92	91.92	317.57	0	0	0	0	1938786.74	336485.86

Figura 5.19 Fragmento del survey del programa original para la atención a la prevención de la profundidad de pozo de alivio

2. La trayectoria del pozo de alivio fue rediseñada, obteniendo la siguiente trayectoria:

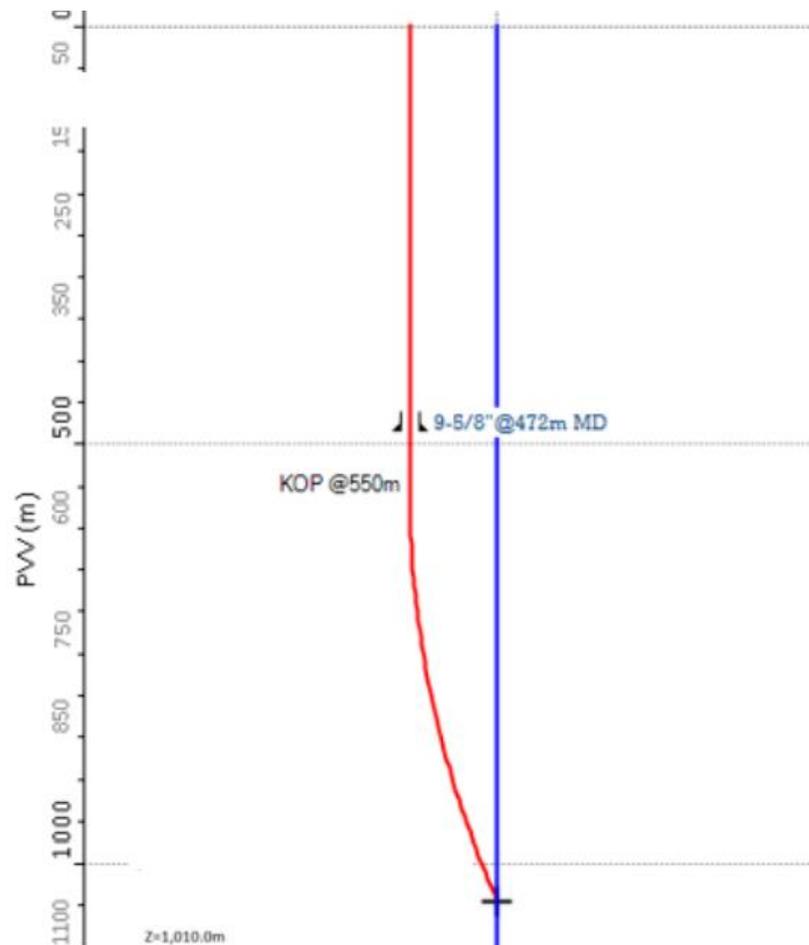


Figura 5.20 Rediseño de la trayectoria del pozo de alivio

3. En cuanto a las conexiones de las tuberías de revestimiento, se le proporcionó a la empresa la versión actualizada de las conexiones, sin embargo, al momento de su revisión ya se me había asignado otro pozo. En el entendido de que el Dictamen Técnico solo es emitido cuando satisface los requerimientos técnicos, se puede concluir que las conexiones fueron corregidas.

Las medidas de mitigación van de la mano con la actividad que se esté realizando en el proyecto. En este caso, durante la perforación de Mineko – 1 se concluyó lo siguiente:

Profundidad mbmr	Edad geológica	Litología	Riesgo	Mitigación
0 - 30	Mioceno Superior aflora	Esta constituido predominantemente de arena, conglomerados y en su parte inferior de arenisca.	Equipo de perforación puede sufrir hundimiento o ladearse	Asegurarse que se realicen las pruebas de compactación a la plataforma. Normalmente no se presentan problemas de inestabilidad de agujero y operativos. En base a los correlativos de los pozos considerados.
30 - 472	Mioceno Medio a 272 m	Esta constituido predominantemente de arena, conglomerados y en su parte inferior de arenisca.	*Problemas de inestabilidad de agujero, provocando resistencias, atrapamientos, arrastres. *Pegaduras por presión diferencial	*La densidad estimada fue considerada en base al cálculo de las geopresiones y experiencia de los pozos de correlación para mantener estable el pozo, se recomienda mantener la densidad de lodo conforme a lo recomendado y solo se hará algún cambio si las necesidades del pozo las requieren. *La densidad para sacar la barrena por etapas a superficie será evaluada de acuerdo con las necesidades del pozo previniendo pegaduras por presión diferencial
472 – 1234	Mioceno Inferior a 672 m	Arenisca fina cementada con material calcáreo con porcentajes menores de lutita y bentonita	(1) Evitar pescados (2) Manifestaciones de gas (3) Pérdidas de circulación parciales o totales (4) Bajas velocidades de penetración. (5) Verticalidad del pozo (6) Reparaciones de equipo	(1) Durante las circulaciones se deberá mover la sarta reciprocándola y con rotación para detectar algún indicio de pegadura o empaquetamiento. (2) Al manifestarse una gasificación, circular pozo hasta sacar la burbuja a superficie, en caso de continuar con la presencia de gas incrementar la densidad de lodo en función de las necesidades del pozo, circular ciclo completo para evaluar la gasificación. (3) Bombear baches de material obturante para minimizar las pérdidas de circulación. (4) Es importante la selección de barrenas para maximizar las velocidades de penetración y optimizar los tiempos programados de perforación. (5) Mantener el monitoreo continuo de la verticalidad del pozo para evitar inclinaciones y/o desviaciones que pudieran provocar fricciones o un atrapamiento. (6) Supervisión de los componentes del equipo de perforación, así como el mantenimiento preventivo y correctivo para evitar tiempos no productivos que impactan en los costos finales del pozo, mencionando que mientras el pozo permanezca estático por esta causa la interacción roca-fluido se activa provocando inestabilidades de agujero.

Figura 5.21 Riesgos durante perforación de Mineko – 1 y su mitigación

Profundidad mbmr	Edad geológica	Litología	Riesgo	Mitigación
0 – 454	Eoceno y Paleoceno	Esta constituido predominantemente de Lutitas y lutitas arenosas gris azulosas con capas de estratificación ondulada con restos de fósiles y restos de plantas	Equipo de perforación puede sufrir hundimiento o ladearse	Asegurarse que se realicen las pruebas de compactación a la plataforma. Normalmente no se presentan problemas de inestabilidad de agujero y operativos. En base a los correlativos de los pozos considerados.
454 - 2894	Cretácico Superior y Medio	Esta constituido predominantemente Calizas de plataforma tipowackestones de miliolidos con dolomias	*Problemas de inestabilidad de agujero, provocando resistencias, atrapamientos, arrastres.	*La densidad estimada fue considerada en base al cálculo de las geopresiones y experiencia de los pozos de correlación para mantener estable el pozo, se recomienda mantener la densidad de lodo conforme a lo recomendado y solo se hará algún cambio si las necesidades del pozo las requieren.
			*Pegaduras por presión diferencial	*La densidad para sacar la barrena por etapas a superficie será evaluada de acuerdo con las necesidades del pozo previniendo pegaduras por presión diferencial
			*Zona de falla	* Llevar un estricto control de los niveles en presas y estar atentos a la tolerancia al brote verificando niveles en presas y volúmenes, así mismo tener en caso de pérdida de fluidos, bombeo de baches obturantes y mantener las propiedades reológicas del fluido
28949 - 4200	Jurásico Superior Kimeridgiano y Jurásico Med. Bat. m	Areniscas, lutitas y conglomerados rojos	Evitar pescados	(1) Durante las circulaciones se deberá mover la sarta reciprocándola y con rotación para detectar algún indicio de pegadura o empaquetamiento.
			(1) Manifestaciones de gas	(2) Al manifestarte una gasificación, circular pozo hasta sacar la burbuja a superficie, en caso de continuar con la presencia de gas incrementar la densidad de lodo en función de las necesidades del pozo, circular ciclo completo para evaluar la gasificación.
			(2) Pérdidas de circulación parciales o totales	(3) Bombear baches de material obturante para minimizar las pérdidas de circulación.
			(3) Bajas velocidades de penetración.	(4) Es importante la selección de barrenas para maximizar las velocidades de penetración y optimizar los tiempos programados de perforación.
			(5) Verticalidad del pozo	(5) Mantener el monitoreo continuo de la verticalidad del pozo para evitar inclinaciones y/o desviaciones que pudieran provocar fricciones o un atrapamiento.
			*Zona de falla	* Llevar un estricto control de los niveles en presas y estar atentos a la tolerancia al brote verificando niveles en presas y volúmenes, así mismo tener en caso de pérdida de fluidos, bombeo de baches obturantes y mantener las propiedades reológicas del fluido
			(6) Reparaciones de equipo	(6) Supervisión de los componentes del equipo de perforación, así como el mantenimiento preventivo y correctivo para evitar tiempos no productivos que impactan en los costos finales del pozo, mencionando que mientras el pozo permanezca estático por esta causa la interacción roca-fluido se activa provocando inestabilidades de agujero.

5.22 Riesgos durante perforación de Sayuri – 1 y su mitigación

En resumen, los programas de los proyectos fueron modificados para cumplir con la normatividad vigente.

La evaluación a este tipo de proyectos realizada correctamente permite que se puedan llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de una forma técnicamente segura. Para cualquier regulado, el cumplimiento de los objetivos de su proyecto es lo más importante, y por su parte, la actividad regulatoria de los terceros autorizados garantiza que dichos proyectos impliquen el menor riesgo posible, por lo que el trabajo multidisciplinario de ambas partes contribuye a una exitosa actividad petrolera.

Las prevenciones emitidas y atendidas también fungen como evidencia para casos en el futuro en donde se pueden tomar como referencia para prevenir, así como localizar áreas de mejora dentro del diseño de proyectos.

Capítulo 6. Conclusiones

En el presente capítulo se describen las conclusiones y posibles áreas de mejora que en lo personal considero relevantes durante la actividad regulatoria que realicé para estos dos proyectos.

Durante mi estancia en el área de evaluación de pozos de la compañía, comprendí que la construcción de pozos conlleva mucho más que sólo la aplicación de la teoría adquirida en la carrera; el conocimiento técnico va de la mano con la incertidumbre y el riesgo, y en conjunto, determinan la factibilidad de un proyecto.

Los pozos Sayuri y Mineko comenzarán en los próximos meses su perforación real. Ya se ha realizado la perforación en papel y las prevenciones que fueron atendidas contribuyen a una planeación adecuada que busca lograr una perforación segura y exitosa para el cliente y para el Gobierno mexicano en criterios como la seguridad industrial, la protección al ambiente, la eficiencia técnica y la viabilidad económica.

Comprendí que existen ciertas regulaciones que considero no deberían ser aplicables a todos los proyectos, por ejemplo, en algunos artículos sobre los que realicé la revisión de los pozos se aborda el tema de la destrucción controlada y el venteo del Gas Natural. Al ser Sayuri y Mineko pozos de exploración, resulta poco representativo realizar un programa para la destrucción controlada y el venteo del Gas Natural debido a que se desconoce si estos resultarán productores.

En ambos pozos, la documentación que registré como evidencia fueron oficios en donde el cliente se compromete a realizar operaciones de esta índole en únicamente situaciones de emergencia, siempre y cuando el gas contenga como máximo 10 mol/kmol de ácido sulfhídrico. Sin embargo, un oficio no sustituye un programa, por lo que considero que modificar la normatividad en ese aspecto es necesario.

Otras áreas de mejora que considero importantes son los programas de pruebas de producción que se piden realizar. En esta etapa de los proyectos toda información de un programa de prueba de producción es teórica y bajo supuestos de flujo, por lo que considero que un programa de este tipo pudiera no ser representativo. Lo anterior se comprobó en un pozo que resultó productor, pero debido a las condiciones del yacimiento requerirá estimulación desde sus inicios

Es sabido que toda prueba de producción puede presentar imprevistos durante su realización y a pesar de presentar un programa, pudiera en campo no llevarse a cabo como lo planeado, por lo que igualmente considero que modificar la normatividad en ese aspecto es necesario.

Lo mismo sucede con las actividades de estimulación. Como se puede observar en los anexos F y G, donde se muestran las listas de verificación de ingeniería y de riesgo, hay artículos que abordan la estimulación del pozo. La gran mayoría de las veces cuando se recibe la información, no se incluye un programa de estimulación debido a la incertidumbre que aún se tiene en esta etapa del proyecto.

Reforcé conocimientos adquiridos en la carrera de una forma más amplia y de la mano con otros factores. Un ejemplo de ello fue cuando para el pozo Mineko – 1 se había planteado en primera instancia atravesar las zonas de presión anormales con una sola tubería, situación que compromete la integridad del pozo según la profundidad a la que será asentada; el cliente optará por optimizar costos siempre, sin embargo, hay ocasiones en que asentar dos tuberías en lugar de una disminuye el riesgo del proyecto.

Solicitar el análisis de riesgo durante perforación me permitió conocer las actividades para mitigar el riesgo que se realizan en campo.

Comprendí que es de gran importancia coordinar en una empresa a los equipos encargados de realizar las actividades conocidas como QHSE (Quality, Health, Safety and Environment) y al equipo técnico. La disparidad de la información que cada equipo manejaba dio lugar a muchas prevenciones, retrasando el tiempo de entrega y en muchas ocasiones, derivando en múltiples versiones de los programas sin actualizar y con información incorrecta.

La realización de análisis de riesgo permite evaluar de forma sistemática las condiciones de seguridad para la perforación de estos pozos. Una ventaja de esto es que se obtiene experiencia de participar con el grupo multidisciplinario y se generan recomendaciones orientadas a la administración del riesgo.

Un buen diseño de pozo permite realizar la perforación del mismo con los altos estándares establecidos internacionalmente, por ejemplo, la obligatoriedad de demostrar la hermeticidad del segmento revestido, conocer los límites de presión del pozo y del yacimiento, la ubicación de la zona segura, el conocimiento del personal encargado de atender percances, asentar a la profundidad correcta las tuberías de revestimiento y contar con un programa detallado de taponamiento son buenas prácticas que todo petrolero en campo debe conocer.

Tras mi participación en el análisis y dictámenes de estos pozos, los entregables fueron enviados con éxito, en tiempo y forma, cumpliendo así el objetivo de mis actividades elaboradas. A pesar de que en algunos pozos los tiempos fueron retrasados debido al número de prevenciones, el tiempo invertido ayudó a la comprensión profunda de cada proyecto y al acercamiento con el cliente. En lo personal, de los aspectos más rescatables durante mi contribución pienso que

fueron aquellos aprendidos durante las reuniones con el personal de las compañías porque aprendí conceptos nuevos y me colocó en un contexto actual del sector que como estudiante desconocía en su totalidad.

A lo largo de un año, me fueron asignados seis pozos, lo cual se traduce en doce dictámenes emitidos. La contribución de mi participación ayudó no sólo a aumentar la cartera de proyectos de mi compañía, sino a cubrir los objetivos del cliente para los contratos que le fueron asignados. El cliente también se beneficia al incorporar reservas y generar la recuperación de la inversión realizada en las áreas contractuales, a fin de cuentas, esa es la meta principal de toda empresa petrolera.

Considero que la contribución no solo se limita a beneficiar a alguna compañía ganadora de una licitación, puesto que también se benefician aquellas compañías operadoras y aquellas prestadoras de servicios involucradas; generando movimiento y competencia en el mercado que resulta en beneficio para todos los del sector energético.

La experiencia profesional que tuve a lo largo de ese año me he permitido no solo reforzar los conocimientos y habilidades que tenía al egresar de la carrera de Ingeniería Petrolera, sino adquirir nuevos conocimientos y habilidades en materia técnica, tecnológica, regulatoria, administrativa y de gestión de proyectos, entre otras, que me permiten tener un perfil profesional más completo y competitivo que podré utilizar no solo en mi provecho sino en beneficio de la sociedad, participando en las actividades de la industria petrolera nacional e internacional, buscando aplicar las mejores prácticas internacionales y optimizar constantemente los procesos y operaciones pertinentes al sector.

El haber contado con el contexto laboral descrito en el presente informe no sólo me permitió adquirir experiencia profesional, sino que también fue de suma utilidad para conformar las bases de mi actual desenvolvimiento en el área de auditorías externas de gabinete y en campo, contribuyendo a la expansión de mis conocimientos y a la actividad petrolera de mi país.

Anexos

A Matriz de riesgo

Se muestran las matrices de riesgo empleadas por el regulado para la realización del análisis de riesgo de los proyectos y sus especificaciones, clasificación del riesgo y enfoque al que es aplicado (personal, medio ambiente, población y pérdida de productividad)

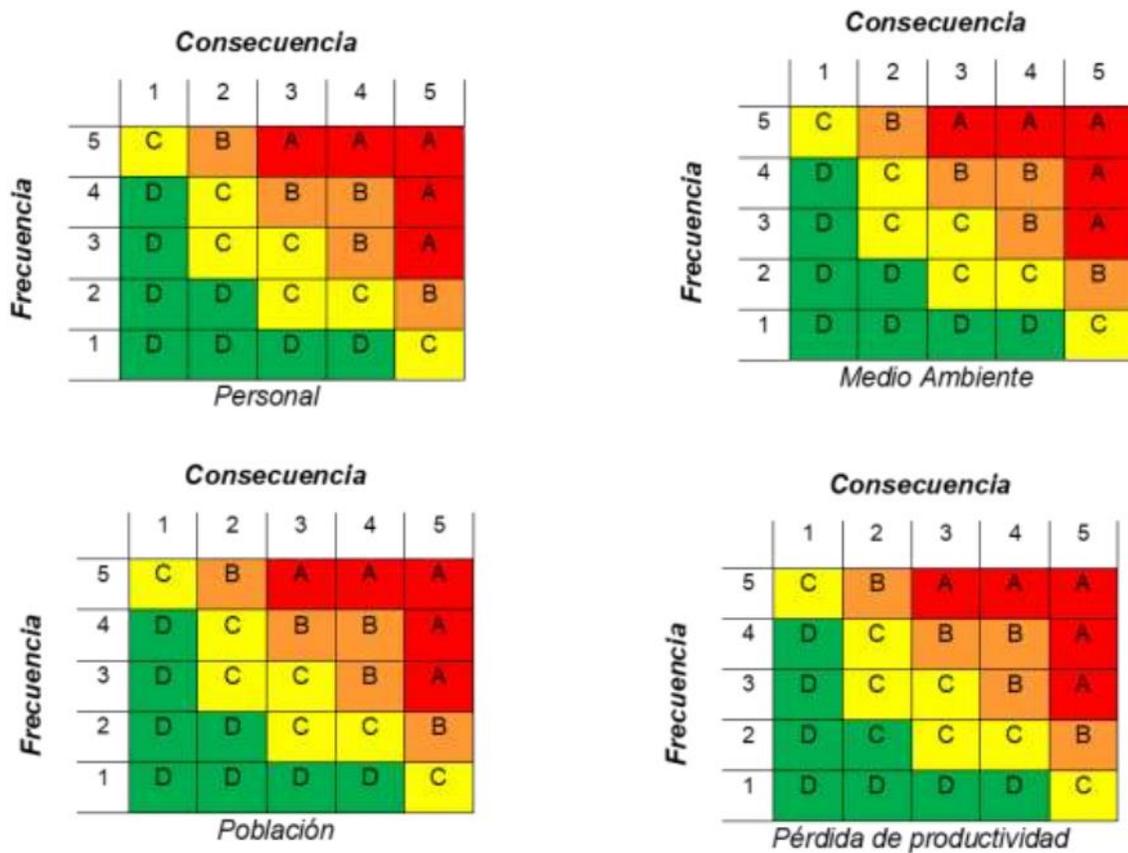


Figura 1. Matrices de riesgo del Regulado

Nivel De Riesgo	Nivel De Significancia	Acciones De Control
A	Catastrófico	Detener la operación e implementar controles operacionales, los cuales deben implementarse en máximo 2 días. La Gerencia deberá autorizar la continuidad operativa.
B	No Tolerable	Revisar si se continua con la operación y proponer controles de ingeniería y/o administrativos a implementarse en menos de 7 días, la Máxima Autoridad de la instalación en turno deberá autorizar la continuidad operativa.
C	Tolerable	Continuar con la operación con apego a procedimientos operativos y de seguridad, establecer mecanismos de mejora continua con apego al Sistema de Administración.
D	Insignificante	Continuar con la operación aplicando los mecanismos de control ya existentes.

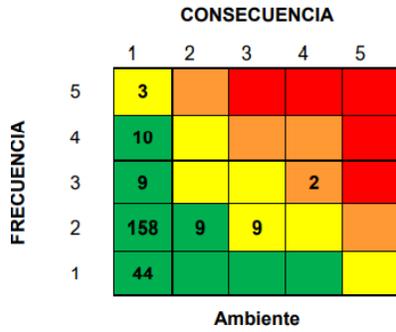
Figura 2. Definición de matriz de riesgo del Regulado

A continuación, se muestran las matrices de riesgo operativo para los diferentes receptores y la matriz total de riesgos correspondientes a la aplicación de la metodología de identificación y evaluación de riesgos

Tabla 1. Total de riesgos evaluados por el Regulado para riesgo operativo

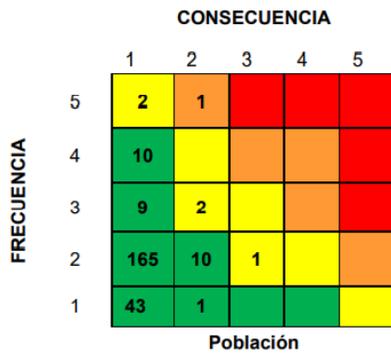
Receptores	Riesgo Catastrófico (Tipo A)	Riesgo No tolerable (Tipo B)	Riesgo Tolerable (Tipo C)	Riesgo Insignificante (Tipo D)	Total
Ambiente	0	2	12	230	244
Población	0	1	5	238	244
Personal	0	4	13	227	244
Pérdida de Productividad	2	2	26	214	244
Total de riesgos	2	9	56	909	976

Tabla 2. Matriz de riesgo ambiental



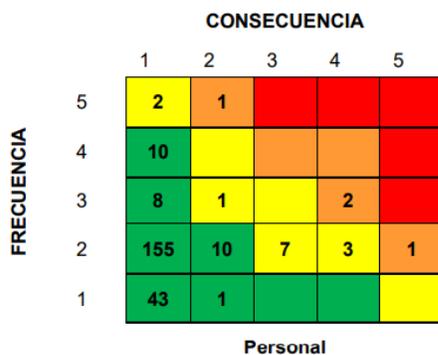
REGIÓN DE RIESGO	AMBIENTE
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	0
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	2
Riesgo Tolerable (Tipo C)	12
Riesgo Insignificante (Tipo D)	230
Total de riesgos	244

Tabla 3. Matriz de riesgo de población



REGIÓN DE RIESGO	POBLACIÓN
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	0
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	1
Riesgo Tolerable (Tipo C)	5
Riesgo Insignificante (Tipo D)	238
Total de riesgos	244

Tabla 4. Matriz de riesgo de personal



REGIÓN DE RIESGO	PERSONAL
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	0
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	4
Riesgo Tolerable (Tipo C)	13
Riesgo Insignificante (Tipo D)	227
Total de riesgos	244

Tabla 5. Matriz de riesgo de pérdida de producción

		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA	5	1	2			
	4	9	1			
	3	5	2	2		2
	2	48	109	17	3	
	1	31	10	2		
		Perdida de producción				

Región de riesgo	Perdida de producción
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	2
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	2
Riesgo Tolerable (Tipo C)	26
Riesgo Insignificante (Tipo D)	214
Total de riesgos	244

Tabla 6. Total de riesgos evaluados para riesgo residual

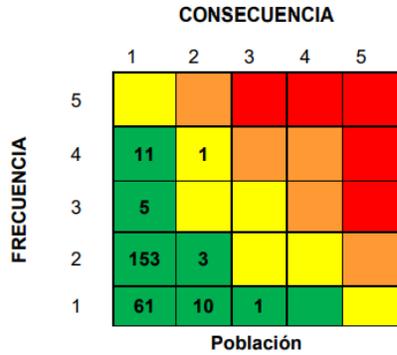
Receptores	Riesgo Catastrófico (Tipo A)	Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	Riesgo Tolerable (Tipo C)	Riesgo Insignificante (Tipo D)	Total
Ambiente	0	0	0	244	244
Población	0	0	1	243	244
Personal	0	0	3	241	244
Pérdida de Productividad	0	0	7	237	244
Total de riesgos	0	0	11	965	976

Tabla 7. Matriz de riesgo residual ambiental

		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA	5					
	4	9				
	3	5				
	2	149	9			
	1	60		10	1	
		Ambiente				

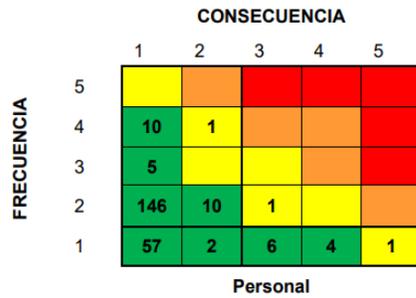
REGIÓN DE RIESGO	AMBIENTE
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	0
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	0
Riesgo Tolerable (Tipo C)	0
Riesgo Insignificante (Tipo D)	244
Total de riesgos	244

Tabla 8. Matriz de riesgo residual de población



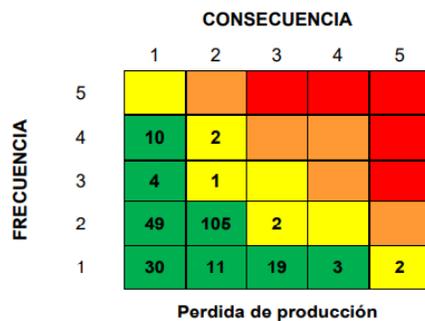
REGIÓN DE RIESGO	POBLACIÓN
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	0
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	0
Riesgo Tolerable (Tipo C)	1
Riesgo Insignificante (Tipo D)	243
Total de riesgos	244

Tabla 9. Matriz de riesgo residual del personal



REGIÓN DE RIESGO	PERSONAL
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	0
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	0
Riesgo Tolerable (Tipo C)	3
Riesgo Insignificante (Tipo D)	241
Total de riesgos	244

Tabla 10. Matriz de riesgo residual de pérdida de producción



Región de riesgo	Perdida de producción
Riesgo Catastrófico (Tipo A)	0
Riesgo No tolerable "ALARP" (Tipo B)	0
Riesgo Tolerable (Tipo C)	7
Riesgo Insignificante (Tipo D)	237
Total de riesgos	244

Anexo B

Árbol de falla (FTA)

Se muestra el diagrama de la metodología empleada para análisis de riesgo de los proyectos. El escenario de descontrol de pozo es considerado como peor caso dentro del análisis de riesgo.

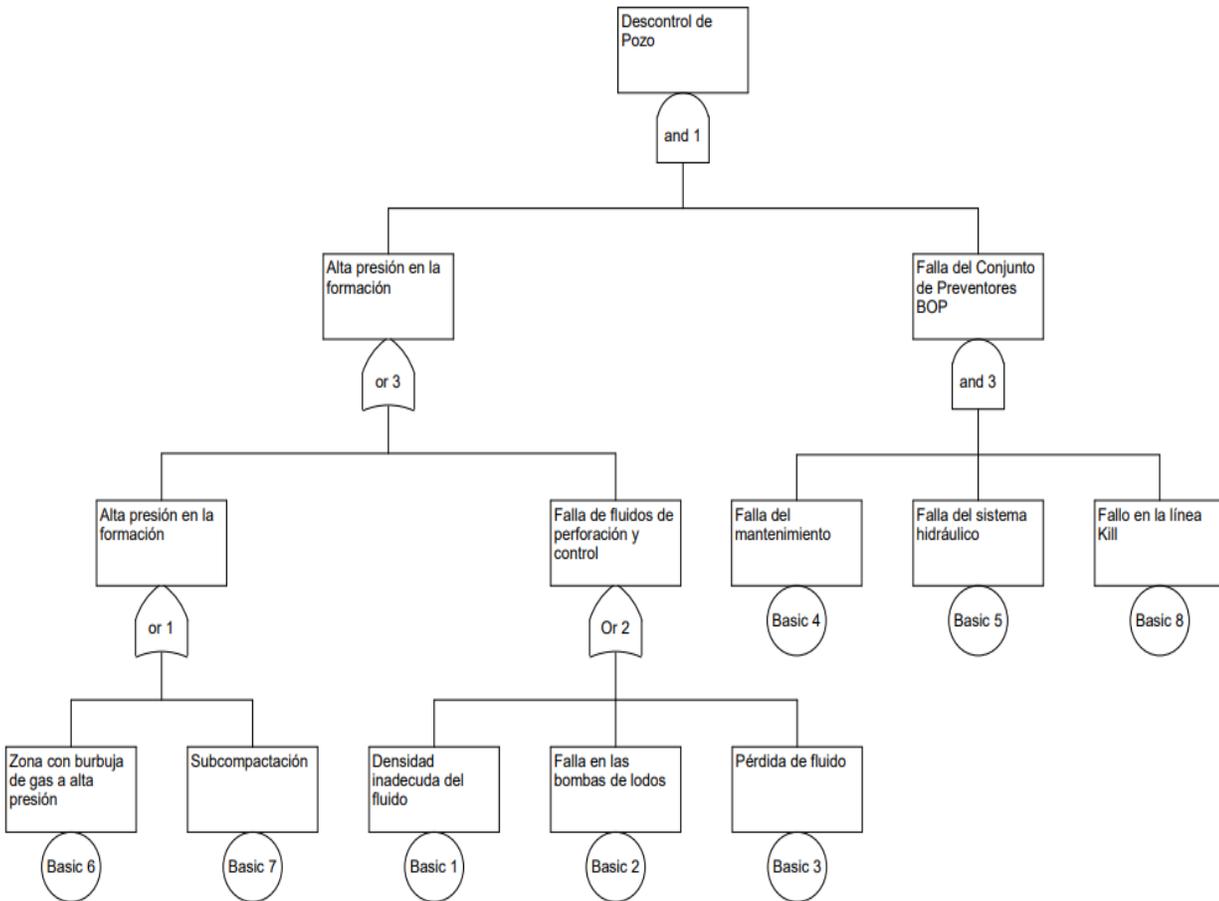


Figura 1. Árbol de falla para ambos pozos