

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO**



**"EL MEDIO AMBIENTE Y LA EXPLOTACIÓN
PETROLERA EN EL NOROESTE PERUANO"**

TESIS:

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

EDDIE WILLIAMS ESPINAL TENORIO

Promoción: 91- 1

LIMA - PERU - 1998

"EL MEDIO AMBIENTE Y LA EXPLOTACION PETROLERA EN EL NOROESTE PERUANO".

INDICE GENERAL.

- 1.- SUMARIO.
- 2.- INTRODUCCION.
- 3.- OBJETIVOS.
 - 3.1 OBJETIVOS TECNICOS.
 - 3.2 OBJETIVOS ECONOMICOS.
 - 3.3 OBJETIVOS SOCIALES.
 - 3.4 OBJETIVOS AMBIENTALES.
4. NORMAS LEGALES DE LA CONTAMINACION AMBIENTAL.
- 5.- CARACTERISTICAS DEL MEDIO AMBIENTE.
 - 5.1 UBICACION DEL AREA.
 - 5.2 GEOLOGIA.
 - 5.2.1 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DE LA SUPERFICIE.
 - 5.2.2 CARACTERISTICAS DE LA FORMACION PRODUCTORA.
 - 5.2.3 TIPO DE TRAMPA.
 - 5.2.4 OCURRENCIA DEL PETROLEO.
 - 5.3 RELIEVE DEL TERRENO.
 - 5.3.1 COSTA.
 - 5.4 INDICADORES CLIMATOLOGICOS.
 - 5.5 ANALISIS DEMOGRAFICO.
 - 5.5.1 ESTUDIO SOCIO-ECONOMICO.
 - 5.5.2 CALIDAD DE VIDA.
 - 5.6 SALUD AMBIENTAL EN LAS ACTIVIDADES DE LOS HIDROCARBUROS.
 - 5.7 MEDIO FISICO.
 - 5.8 SUELOS.
 - 5.8.1 DEFINICION.
 - 5.8.2 LITHOSOL DESERTICO.
 - 5.9 RECURSOS MINERALES.
 - 5.9.1 RECURSOS MINERALES NO METALICOS.
 - 5.9.2 RECURSOS MINERALES METALICOS.

5.10 AGUAS SUBTERRANEAS.

5.10.1 CASO DE LA QUEBRADA "SECA".

5.11 AGUAS SUPERFICIALES.

5.11.1 RIACHUELO DE LA QUEBRADA "SECA".

5.12 AGUA DE LLUVIA.

5.13 AMBIENTE BIOLÓGICO.

5.13.1 FLORA.

5.13.1.1 VEGETACION.

5.13.2 FAUNA.

6.- DESCRIPCION Y UBICACION DE LAS INSTALACIONES DEL AREA.

6.1 INICIO DE LA ACTIVIDAD PETROLERA EN LA ZONA.

6.2 PRODUCCION ACTUALIZADA.

6.3 UBICACION DE LAS INSTALACIONES.

6.3.1 BATERIAS Y MANIFOLDS DE CAMPO.

6.3.2 ESTACION DE BOMBEO.

6.3.2.1 FLUIDOS PRODUCIDOS.

6.3.2.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS.

6.3.3 PETROLEO CRUDO.

6.3.4 AGUA DE FORMACION.

6.3.5 GAS NATURAL

7.- SITUACIONES Y ANALISIS DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES EN EL CAMPO DEL NOROESTE PERUANO.

7.1 FOCOS DE EMISION DE EFLUENTES.

7.2 INSUMOS QUE SE UTILIZA EN LAS OPERACIONES PETROLERAS.

7.3 PROBLEMA ESTACIONAL DURANTE LAS OPERACIONES PETROLERAS.

7.4 PROBLEMAS QUE SE PRESENTA DURANTE LAS OPERACIONES PETROLERAS.

7.5 DIAGNOSTICO SOBRE LA CONTAMINACION POR HIDROCARBUROS EN EL AREA.

7.6 SOLUCIONES Y PROPUESTAS A LOS IMPACTOS AMBIENTALES.

8.- MEDIDAS DE MITIGACION Y PLAN DE MANEJO AMBIENTAL EN EL AREA.

8.1 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL.

8.1.1 CRITERIOS GENERALES DE MANEJO AMBIENTAL.

8.1.2 MARCO LEGAL DE REFERENCIA.

- 8.2 MANEJO DE DESECHOS.
 - 8.2.1 MANEJO DE DESECHOS SOLIDOS ORGANICOS.
 - 8.2.2 MANEJO DE DESECHOS SOLIDOS INORGANICOS.
 - 8.2.2.1 BASURA INDUSTRIAL.
 - 8.2.2.2 DESECHOS DE LODO.
 - 8.2.2.3 DESECHOS OLEAGINOSOS Y TIERRA CONTAMINADA.
- 8.3 MANEJO DE EFLUENTES LIQUIDOS.
- 8.4 MANEJO DE EMISIONES GASEOSAS.
- 8.5 PROCEDIMIENTO PARA MANEJO Y DESTINO DE DESECHOS.
 - 8.5.1 SOLIDOS ORGANICOS.
 - 8.5.2 SOLIDOS INORGANICOS.
 - 8.5.3 DISPOSICION DE DESECHOS SOLIDOS PELIGROSOS.
 - 8.5.4 LIQUIDOS.
 - 8.5.5 GASEOSOS.
- 8.6 PROGRAMA DE MONITOREO.
 - 8.6.1 PROCEDIMIENTO DE MUESTREO.
 - 8.6.2 PUNTOS DE EMISION DE CONTAMINANTES.
 - 8.6.3 MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS Y GASES.
 - 8.6.3.1 PUNTOS Y FRECUENCIA DE MUESTREO PARA GASES.
 - 8.6.3.1.1 PARAMETROS PRINCIPALES DE MONITOREO DE GASES.
 - 8.6.3.1.2 METODOS DE ANALISIS DE GASES.
 - 8.6.3.2 PUNTOS Y FRECUENCIA DE MUESTREO PARA AGUA DE PRODUCCION.
 - 8.6.3.2.1 PARAMETROS PRINCIPALES DE MONITOREO DE LIQUIDOS.
 - 8.6.3.2.2 METODOS DE ANALISIS DE LIQUIDOS.
 - 8.6.4 PROGRAMA ACTUAL DE MONITOREO.
 - 8.6.4.1 MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS.
 - 8.6.4.2 ANALISIS DE AGUA DE LA QUEBRADA (Cuerpo Receptor).
 - 8.6.5 ESTANDARES DE EMISION DE EFLUENTES.
 - 8.6.5.1 ESTANDARES AMBIENTALES PARA EL AIRE.
 - 8.6.5.2 ESTANDARES AMBIENTALES PARA LIQUIDOS.
 - 8.6.6 PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL.
- 8.7. INVERSIONES PARA EL MEDIO AMBIENTE.
 - 8.7.1 CRONOGRAMA DE INVERSIONES PARA EL CONTROL AMBIENTAL.

9.-

PLAN DE ABANDONO.

- 9.1 DEFINICION.
- 9.2 MARCO LEGAL DE REFERENCIA.

9.3 CRITERIOS PARA EL PLAN DE ABANDONO.

9.4 PROPUESTA AMBIENTAL.

9.5 PRINCIPALES PUNTOS EN EL PLAN DE ABANDONO.

9.5.1 REQUERIMIENTOS.

9.5.2 SECUENCIA DE ACCION.

9.5.2.1 PLATAFORMAS DE PERFORACION DE POZOS PRODUCTORES.

9.5.2.2 BATERIAS Y MANIFOLDS DE CAMPO.

9.5.2.3 OLEODUCTOS Y TUBERIAS DE RECOLECCION DE HIDROCARBUROS.

9.5.2.4 CAMINOS DE ACCESO.

9.5.3 RESTAURACION DE AREAS CONTAMINADAS.

9.5.4 DESCONTAMINACION.

9.5.5 REFORESTACION.

9.5.5.1 OBJETIVOS.

9.5.5.2 ESPECIES QUE PUEDEN PLANTARSE.

10.- PROGRAMA DE INFORMACION, SEGUIMIENTO Y CONTROL.

10.1 CRITERIOS.

10.2 PROCEDIMIENTOS.

10.3 RESPONSABILIDADES.

11.- IMPACTOS AMBIENTALES POSITIVOS.

12.- PLAN DE CONTINGENCIA.

13.- EVALUACION ECONOMICA.

14.- CONCLUSIONES.

15.- RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFIA.

CUADROS Y TABLAS.

FIGURAS, GRAFICOS, Y MAPAS

FOTOS.

PRESENTACION.

La presente tesis, es un estudio amplio de las operaciones petroleras y el medio ambiente en un campo de la Contratista "Mixta" del Noroeste Peruano.

La base del tema es el "Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de los Hidrocarburos", dado el 10/11/93, se examina las posibilidades, potencialidades y conveniencia de su implementación a la realidad nacional.

Finalizo esta presentación, haciendo un reconocimiento y agradeciendo muy en especial a las personas de la UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA que me han brindado, su generosa colaboración, para la culminación de esta tesis.

Eddie Williams, Espinal Tenorio.

Bachiller de Ingeniería de Petróleo.

1. SUMARIO.

Antecedentes.

La Industria petrolera no ha tenido una reglamentación ambiental, que exija su manejo adecuado de los recursos naturales (petróleo) así como preservar el medio ambiente (aire, agua, suelo, flora fauna, etc). En el Campo petrolero de la Contratista "MIXTA" , del Noroeste Peruano se opera por más de 60 años. Reclén con el D.S. 046-93-E.M. "Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos", dado el 10/11/93. Se da las pautas y lineamientos para poder adecuarnos a un orden donde se encuentre un punto de equilibrio para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas sin destruir la naturaleza.

Objetivos.

De los objetivos ambientales, sociales, económicos y técnicos, que queremos alcanzar, en el cual van de la mano para el normal desarrollo de las actividades petroleras y conseguir como meta el desarrollo sostenible en el Campo petrolero, y de esta manera buscar el bienestar para las futuras generaciones.

Area de Influencia.

El Campo petrolero, está ubicado al Norte del Perú, Departamento de Piura, Provincia de Talara, al Noroeste de la Ciudad de Talara; el que se compone por: Yacimiento "A1" - Carrizal 1, Yacimiento "A2" - Alvarez 2, Yacimiento "A3" - Oveja 3 y Yacimiento "A4" - Alvarez 4; así como una pequeña parte de la Quebrada "SECA".

Logros.

Uno de los principales acciones tomadas es el Monitoreo en toda el área, en el cual incluyo desde la cabeza del pozo, Manifolds de campo, Baterías de Producción, así como la pequeña parte de la Quebrada "SECA" perteneciente al Campo petrolero, como consecuencia de la evaluación, control, análisis y resultados se constató que el impacto ambiental negativo era casi nulo, por lo cual se concluyeron hacer mantenimiento y prevención de las instalaciones del campo y el mejoramiento al paisaje como del embellecimiento del mismo.

Siendo por lo tanto, de relativa ejecución y disponibilidad, así como una efectiva y eficiente actividad en la explotación petrolera; donde la adaptabilidad frente a circunstancias cambiantes se toma en cuenta; considerando los requerimientos operativos y de mantenimiento de instalaciones y Equipos; por lo que el tiempo requerido de 7 años, es parte de la ejecución, y potencial desarrollo que proporciona beneficios económicos sociales y ambientales.

1. INTRODUCCION.

La creciente presión sobre los recursos naturales en nuestro país, asociadas a la expansión industrial y a la innovación tecnológica ha devenido en un impacto crecientemente adverso sobre nuestro hábitat.

En el caso del Perú, como país en vía de desarrollo, debe asimilar adecuadamente la experiencia de otros países, tener en cuenta que toda actividad humana, como por ejemplo, la petrolera necesariamente genera alguna alteración del medio ambiente y por tanto, debe incluir en sus actividades, proyectos y contratos de financiación del inevitable costo de proteger el medio ambiente.

Asimismo, uno de los principales puntos para el desarrollo de las operaciones petroleras, es el que se hace referencia al aspecto ambiental.

Y el marco legal necesario es el Decreto Supremo 046-93 EM "Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos" aprobado el 10 de Noviembre de 1993.

Con el fin de contribuir en el normal desarrollo de las actividades petrolíferas en el País, es que presento el tema "El Medio Ambiente y la Explotación Petrolera en el Noroeste Peruano".

Por lo cual nosotros tenemos que tener las siguientes cuestiones en juego:

En la fase de Explotación de Hidrocarburos, donde se tiene a los sistemas de producción, recolección, tratamiento y almacenaje de petróleo, que es un sistema dinámico, donde el comportamiento de cada una de las partes influye directamente sobre las otras, afectando de alguna manera su performance, lo cual finalmente va a redundar en la eficiencia en su conjunto.

La Finalidad es lograr un justo equilibrio entre las actividades petroleras y el medio ambiente donde involucre mínimas inversiones y costos operativos; máxima eficiencia operativa; así como en productividad, en la seguridad de las operaciones (técnicas como humanas) y la preservación de nuestro ecosistema.

Es por ello que de acuerdo a experiencias propias dentro de las actividades de los recursos hidrocarbúricos, se ha logrado adecuarnos con tecnologías propias como foráneas, dentro de un plan integral (tiempo necesario para lograr nuestras metas) que contemple las acciones, así como su realización en la explotación de hidrocarburos y sin que vaya en detrimento del ecosistema del área, para lograr el desarrollo sostenido.

3. OBJETIVOS.

El objetivo de este trabajo, es buscar un equilibrio entre el desarrollo de las actividades de explotación de hidrocarburos y la preservación del medio ambiente, en un Campo petrolero de la Contratista "MIXTA" del Noroeste Peruano.

3.1. OBJETIVOS TECNICOS.

Reducir las concentraciones de posibles contaminantes en los efluentes líquidos, en la emisión de gases, en los residuos sólidos, en los lodos y fangos que se presentan producto de las actividades de Explotación de Hidrocarburos en: Yacimiento "A1" - Carrizal 1, Yacimiento "A2" - Alvarez 2, Yacimiento "A3" - Oveja 3 y Yacimiento "A4" - Alvarez 4; pertenecientes al Campo petrolero, de la Contratista "MIXTA" en el corto, mediano y largo plazo.

3.2. OBJETIVOS ECONOMICOS.

El llamado "Desarrollo Sostenible", es el desarrollo de nuestras economías sin destruir la naturaleza y el bienestar de las generaciones futuras; por lo cual es entendido básicamente como aquel que busca satisfacer las necesidades presentes sin comprometer la capacidad de las generaciones futuras de satisfacer sus propias necesidades.

Es necesario entender que las prácticas conservacionistas de preservación del medio ambiente son prácticas económicas. Así la introducción de "tecnologías limpias" para minimizar los desechos sólidos tóxicos, para reducir los efluentes químicos a las fuentes naturales de agua (ríos, mares, etc.) y para la disminución de la contaminación atmosférica.

La recuperación parcial o total de los posibles derrames de hidrocarburos y fugas de gases incrementaría la producción y se conservaría mejor el medio ambiente en el primer caso y en el segundo caso se eliminaría los gases tóxicos y los gases útiles se aprovecharía; dando desde luego ahorros e ingresos económicos.

3.3 OBJETIVOS SOCIALES.

Debe haber una toma de conciencia cada vez más creciente en los trabajadores, la población e instituciones de nuestro país respecto a la necesidad de introducción en las actividades cotidianas como la "sustentabilidad" esto significa que la actividad de explotación petrolera, que se realice este orientada a evitar la depredación, la contaminación, el desperdicio y derroche de los recursos hidrocarburíferos. Esto es comprometer nuestra voluntad para contribuir en forma individual y colectiva a que la vida en nuestro ecosistema local, tenga asegurada su permanencia para los próximos siglos o hasta su agotamiento.

Todo esto enmarcado en el mejoramiento de la calidad de la vida y de la salud humana, así como el mejoramiento de las condiciones de vida y de trabajo; como ejemplo en el caso de ocurrir derrames o fugas mayores de hidrocarburos se deberá tener un plan de contingencia para tomar las decisiones así como las acciones prioritarias para corregir esta situación.

3.4. OBJETIVOS AMBIENTALES.

Hace falta incorporar el inventario y la valorización anual de nuestros recursos naturales disponibles tanto los renovables como los no renovables (en el caso de los hidrocarburos) teniendo en cuenta que estos representan activos con los que cuenta el país para su desarrollo y de la depredación anual de los mismos merma las llamadas cuentas nacionales. Este criterio ayudaría a una valorización de las acciones de preservación ambiental versus la pérdida anual de activos.

En conclusión, la calificación del Personal (aspecto Social), la Inversión (aspecto económico), los Recursos Naturales (aspecto ambiental), la tecnología (aspecto técnico) y el desarrollo sostenible no son aislados, van de la mano en el desarrollo de las actividades de hidrocarburos y la preservación del medio ambiente.

4. NORMAS LEGALES DE LA CONTAMINACION AMBIENTAL.

De la Legislación General sobre medio ambiente, se indican y señalan las normas principales tales como leyes, reglamentos y otros referido a la problemática ambiental en las actividades de explotación de hidrocarburos, ajustadas para nuestro Campo petrolero.

De los cuales mencionaremos las principales disposiciones legales:

1. Constitución Política del Perú. 29/12/93.

Capítulo II.

Del Ambiente y los Recursos Naturales.

ARTICULO 66.-Los recursos naturales renovables y no renovables (Petróleo) son patrimonio de la nación. El Estado es soberano en su aprovechamiento.

Por ley orgánica en nuestro caso (Ley Orgánica de Hidrocarburos D.L. N° 26221), se fijan las condiciones de su utilización y de su otorgamiento a particulares. La concesión otorga a su titular un derecho real, sujeto a dicha norma legal.

ARTICULO 67.-El Estado determina la política nacional del ambiente. Promueve el uso sostenible de sus recursos naturales.

ARTICULO 68.-El Estado esta obligado a promover la conservación de la diversidad biológica y de las áreas naturales.

2. Código del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales.

Decreto Legislativo N° 613 del 07/09/90.

Capítulo XIII.

De los Recursos Energéticos.

ARTICULO 76.-Los trabajos de exploración y extracción petrolífera, así como aquellos de recuperación secundaria de yacimientos de hidrocarburos o gases naturales, deben ser cumplidas las condiciones y requisitos establecidos por la autoridad competente, con la finalidad de que los procesos de producción y transporte así como las aguas y otras sustancias utilizadas no originen riesgos o perjuicios ambientales.

ARTICULO 77.-Durante la extracción y manipuleo de los fluidos de un yacimiento petrolífero se debe adoptar, bajo responsabilidad, el uso de técnicas y de los medios necesarios para evitar la pérdida o daño de los recursos naturales. En todos los casos, las empresas deben contar con un equipo adecuado para detectar y evaluar los agentes ambientales nocivos que puedan presentarse.

3. Ley Orgánica de los Hidrocarburos D.L. 26221 del 19/08/93..

ARTICULO 87.-Las personas naturales o jurídicas nacionales o extranjeras que desarrollan actividades de hidrocarburos deberán cumplir con las disposiciones sobre protección del Medio Ambiente. En caso de incumplimiento de las citadas disposiciones el Ministerio de Energía y Minas dictará las sanciones pertinentes y podrá llegar hasta la terminación del contrato respectivo.

El Ministerio de Energía y Minas dictará el Reglamento de Medio Ambiente para las actividades de hidrocarburos.

4. Reglamento de las Actividades de Explotación y Exploración de hidrocarburos D.S.055-93 E.M. del 17/11/93.

Este reglamento, es parte del aspecto técnico-normativo de las actividades de explotación y exploración de hidrocarburos en el Area de Estudio.

5. Ley General de Aguas. D.L. 17752 del 24/07/69.

Esta norma establece básicamente que todas las actividades de extracción de los recursos energéticos deben ser concordantes fundamentalmente con la CONSERVACION y también con la PRESERVACION de la calidad del agua.

6. Reglamento para la Protección Ambiental de Hidrocarburos. D.S. 046-93-E.M. del 10/11/93.

Dentro de este reglamento, regula las actividades de todas las fases de la Industria Petrolera con el objeto de evitar impactos ambientales negativos y es en éste contexto que ubicamos los aspectos centrales de nuestro estudio y trabajo.

7. Modifican el Reglamento de Medio Ambiente para las Actividades de Hidrocarburos D.S. 09-95-EM. del 12/05/95.

Consideración que se ha tomado en cuenta en las operaciones petroleras.

5. CARACTERISTICAS DEL MEDIO AMBIENTE DEL AREA.

Características del MEDIO AMBIENTE. Se describen el medio físico, medio biológico y aspectos socio-económicos y culturales de la población interrelacionadas con el Campo petrolero de la Contratista "MIXTA", el cual se ha seleccionado algunos datos de Lotes: IV, VI y X.

5.1. UBICACION DEL AREA.

EL Campo petrolero, se encuentra ubicado en la Costa Norte del Perú, Departamento de Plura, Provincia de Talara (Ver Mapas N° 1 y 2) . al Noroeste de la Ciudad de Talara, en el distrito de Paríñas. Con un área aproximadamente de 10 millas cuadradas que es atravesada por la Quebrada "SECA"; y comprende: Yacimiento "A1" - Carrizal 1, Yacimiento "A2" - Alvarez 2, Yacimiento "A3" - Oveja 3 y Yacimiento "A4" - Alvarez 4.

La altitud del área promedio es de 110 msnm (Ver Croquis N°1).

5.2. GEOLOGIA.

Generalidades sobre estudios Estratigráficos.

La columna estratigráfica del Area de Estudio, está representada por las siguientes formaciones: Amotape, Redondo, Balcones, Salina, Negritos, Palegreda, Paríñas, Talara y Tablazo. En afloramientos se encuentran las formaciones: Lutitas Talara, Areniscas, Talara, Verdun, Pozo, Tablazo y Mogollón. Cuyas edades varían desde el Paleozoico (Grupo Amotape) hasta el Reciente (Formación Tablazo).

Por ejemplo las Formaciones Paríñas Inferior y Mogollón, constituyen las rocas reservorios principales máximo grosor de 400 pies (Formación Paríñas Inferior) y de 600 pies para (Formación Mogollón).

En el Gráfico N° 2, se muestra la columna estratigráfica del Area.

5.2.1 CARACTERISTICAS GEOLOGICAS DE LA SUPERFICIE.

Geológicamente el Area de Estudio, es de estilo tectónico de la Cuenca Talara, que se caracteriza por su intenso fallamiento, debido a la presencia de fallas normales que han originado un gran número de bloques mayores y menores distribuidos en altos y bajos estructurales.

Estructuralmente los límites de: Yacimiento "A1" - Carrizal 1, Yacimiento "A2" - Alvarez 2, Yacimiento "A3" - Oveja 3 y Yacimiento "A4" - Alvarez 4, están constituidos por fallas normales que son barreras de permeabilidad. La secuencia estratigráfica presente en el área, esta representada por formaciones cuyas edades varían desde el Paleozoico (Grupo de Amotape) hasta el reciente (Formación Tablazo).

Las Formaciones productoras en el área son: Paríñas Inferior, Palegreda y Mogollón.

En el Campo petrolero, predominan los depósitos cuaternarios (tablazo) de gran extensión,

caracterizados por la presencia de suelos sueltos no compactados, de limos arenosos, arenas sueltas de grano fino a grueso, arcillas finas con presencia de cantos rodados y gujarros de 0.4 cm. a 12 cm.; asimismo en algunas zonas se puede observar abundantes restos de conchas. Otra característica del Tablazo es la presencia de areniscas de grano fino a medio, cuya porosidad visual aparente es de regular a buena.

En las laderas de las quebradas se observa la presencia de Intercalaciones de lutitas arenosas y limolitas arcillosas, friables, porosidad visual de regular a mala; areniscas de color pardo y cuarzosas, de grano fino a medio, subangular, escasa matriz, porosidad regular a buena, asimismo conglomerados constituidos por fragmentos de rocas sedimentarias como areniscas y rocas ígneas, cuyo tamaño varía de 0.6 cm. a 26 cm. de forma subredondeada y envueltos en una matriz limo arcillosa, poco compacta. También se observa Intercalaciones de coquillas (restos de conchas) y areniscas conglomerádicas.

5.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LA FORMACION PRODUCTORA.

La formación Pariñas se encuentra a una profundidad que varía entre 500'-2510' y presenta espesor promedio de 260'. Litológicamente está conformado por estratos de areniscas cuarzosas de color gris claro de grano fino, medio y ocasionalmente grueso. Intercalando los estratos de areniscas se presentan delgadas capas de lutitas, color gris oscuro y en menor proporción limolitas grises constituyendo todo lo anterior en rocas sedimentarias de origen marino, de plataforma con barras y canales de aguas someras. El rumbo de los estratos es S72°E, con buzamiento entre 17° y 26° hacia el SW.

Los Yacimientos "A1" - Carrizal 1, Yacimiento "A2" - Alvarez 2, Yacimiento "A3" - Oveja 3 y Yacimiento "A4" - Alvarez 4, perteneciente al Campo petrolero, forman parte de la cuenca Talara, donde se viene explotando hidrocarburos desde hace más de 60 años, lo que nos indica la antigüedad de la tecnología y conceptos bajo los cuales fueron trabajados.

5.2.3 TIPO DE TRAMPA.

Las trampas existentes en el Campo petrolero, son de tipo estructuras, limitados por fallas normales, estas grandes fallas actúan como sellos. Si bien la migración del petróleo comenzó anterior al fallamiento, parece que continuó durante y después de esto, consecuentemente la acumulación se ha llevado en todo el bloque levantado aunque no de un modo parejo y consistente una prueba de ello es la irregular producción de sus pozos, no siendo siempre los mejores productores los que se encuentran en las partes más altas. Esta irregularidad es la que obliga aplicar otros métodos más efectivos en la búsqueda de petróleo que la simple interpretación estructural.

5.2.4 OCURRENCIA DEL PETROLEO.

Origen y Distribución del Petróleo en un Reservorio.

El petróleo que se explota en los reservorios del Campo petrolero, se originó de las lutitas cercanas o adyacentes al reservorio (Lutitas de Palegreda, Chacra y Negritos). Este petróleo posteriormente surgió de la roca madre o la roca reservorio constituida por las formaciones Paríñas y Mogollón que son los horizontes productivos.

Existen dos tipos de petróleo en este reservorio: HCT y LCT. La presencia de ambos crudos merece una explicación.

Existe una marcada relación entre la profundidad y la clase de crudo, así tenemos que debajo a los 2,200 pies solo se encuentra crudo HCT y sobre los 2,200 pies se encuentra crudo LCT. En cuanto a migración se refiere, esto indicaría que el crudo LCT no migró de abajo hacia arriba porque se hubiera convertido en HCT al pasar a través del HCT. (es bien conocido que una pequeña cantidad de crudo HCT contamina y convierte el crudo LCT en HCT). Tampoco es posible una migración lateral, debido a que el LCT se presenta como manchas dentro de la gran distribución del HCT y sucedería como en el caso anterior, que se contaminaría.

De los 88 pozos completados de la Contratista "MIXTA", 58 pozos resultaron productores de crudo HCT, 29 pozos productores de crudo LCT y un (1) pozo productor de gas 7404-Río Bravo.

En Resumen, el petróleo del Área se originó en las lutitas adyacentes y luego migró a las rocas reservorio y fue allí donde se realizó la segregación del HCT y LCT.

5.3. RELIEVE DEL TERRENO.

El área de estudio correspondiente al Campo, pertenece a la Costa y que trataremos por ser principal tema de estudio.

5.3.1 COSTA.

Esta región se caracteriza por presentar la gran planicie costanera, de ancho variable, con extensos desiertos y tablazos.

La topografía del Área, es variada y tiene tres características principales:

En el Área de "A2" - Alvarez 2 parte arriba es un tablazo, en el área de "A3" - Oveja 3 y "A4" - Alvarez 4 presentan pendientes escarpadas parte Intermedia y en el área de "A1" - Carrizal 1, es plana con vegetación es la parte de abajo.

5.4. INDICADORES CLIMATOLÓGICOS.

El Área de estudio presenta los siguientes indicadores climatológicos durante el año.

Ver cuadro N° 1. Precipitación total en mm.

Ver cuadro N° 2. Temperatura media anual en °C.

Ver cuadros N°s: 3, 4, 5 y 6 de Parámetros climáticos.

Los principales Indicadores Climatológicos, observados en la Estación Talara.

Viento.

En los años 1989, 1990, 1994, 1995 y 1996 la dirección Prevaleciente era el Sur.

1,989	Velocidad media del viento 7,4 (m/s).
1,990	Velocidad media del viento 6,5 (m/s).
1,994	Velocidad media del viento 7,0 (m/s).
1,995	Velocidad media del viento 7,2 (m/s).
1,996	Velocidad media del viento 7,1 (m/s).

La Presión Atmosférica Media registrada en los años de:

1,989	1,003.1 millibares.
1,990	1,001.8 millibares.
1,994	1,002.5 millibares
1,995	1,003.8 millibares.
1,996	1,003.2 millibares.

En cuanto a la temperatura media a la sombra dado en (°C) fueron para los años siguientes.

Periodo	Del Alre	Punto de Roclo	Máxima	Mínima
1,989	----	16.9	33.2	15.5
1,990	---	17.0	35.0	14.8
1,994	----	16.9	34.8	15.2
1,995	-----	17.4	34.2	15.3
1,996	----	16.9	34.9	15.4

Respecto a la Precipitación Fluvial Media total fueron para los años siguientes:

1,989	Precipitación fluvial media: 14.3(mm)
1,990	Precipitación fluvial media: 0.0(mm)
1,994	Precipitación fluvial media: 7.0(mm)
1,995	Precipitación fluvial media: 6.0(mm)
1,996	Precipitación fluvial media: 8.0 (mm)

En cuanto a su humedad relativa media fueron para los años siguientes:

Periodo de 1,989	72%.
Periodo de 1,990	71%.
Periodo de 1,994	71%
Periodo de 1,995	73%
Periodo de 1,996	72%.

El Clima, el Area de estudio es considerado como Desértico.

Las precipitaciones son escasas, salvo cuando se produce el fenómeno del "EL NIÑO" años en que las lluvias son abundantes y corre el agua por todo el curso de las quebradas secas (en nuestro caso el riachuelo de la Quebrada "SECA").

Este fenómeno "El Niño" se presenta a fines del mes de Diciembre, Enero, Febrero y Marzo

En cuanto a su Estación, el verano muy caluroso y con un régimen de vientos tranquilos, en lo que respecta al invierno es templado, caracterizándose por fuertes vientos del Sur.

5.5. ANALISIS DEMOGRAFICO.

5.5.1 ESTUDIO SOCIO ECONOMICO.

La población de la Provincia de Talara es predominantemente Urbana, concentrándose con el más alto porcentaje 99% y el 1% es rural.

La población de la provincia de Talara fue de 67,951; 94,997 y 124,666 habitantes; en los censos de 1,972, 1,981 y 1,993 respectivamente siendo su tasa de crecimiento promedio anual para el periodo censal 1,972-1,981 de 3.7% y en el periodo censal 1,981-1,993 en 2.3%. También (ver cuadro N° 7) de la población porcentual de Talara.

El Distrito de Paríñas donde se ubica el Area, actualmente es mayoritariamente urbana.

Inicialmente el Distrito Paríñas fue una caleta, y con el desarrollo de la actividad petrolera, produjo modificaciones en su statu, por el cual la actividad petrolera atrajo a una serie de Compañías de Servicios y comerciantes los cuales se instalaron debido a los altos ingresos que percibían los "petroleros"; que ellos originaban gran demanda de productos y con el consiguiente alza en los precios y por ende se incrementa el costo de vida del lugar el cual se mantiene en la actualidad.

Según el Censo de 1 993, la PEA de 6 años a más, en el distrito de Paríñas es de 24 506 miembros y representa el 68 % de la PEA provincial casi la misma proporción que tiene la población total. Ver Cuadro.

Población Total por Area Urbana y Rural distritos de la Provincia de Talara.

	Total	Urbana Total	Rural Total
Provincia de Talara	120 904	119 733	1 171
Distrito Paríñas	82 455	82 228	227
Distrito El Alto	7 082	7 040	42
Distrito La Brea	13 404	13 389	15
Distrito Lobitos	1 245	1 072	173
Distrito Los Organos	9 709	9 117	592
Distrito Mancora	7 009	6 887	122

En cuanto al Area de Estudio correspondiente al Distrito de Paríñas, tenemos una población de 82,455 habitantes, que representa el 68.20% de la Población de la Provincia de Talara; la población masculina representa el 49.55% y la población femenina representa el 50.45%, la Población Urbana representa el 99.72% y el de Población Rural 0.28%.

PEA de 6 años a más. Según distrito. Provincia de Talara

PEA	TOTAL	Paríñas	El Alto	La Brea	Lobitos	Organos	Manc
	36 056	24 506	2 187	3 870	376	3 085	2 032
Ocupada	31 462	21 440	2 005	3 192	351	2 724	1 750
Trabaja por algún Ingreso	27 734	18 874	1 808	2 798	314	2 436	1 504
No trabajó pero tenía trabajo	1 519	1 048	83	185	13	105	85
Ayudando a un familiar	2 209	1 518	114	209	24	183	161
Desocupada	4 594	3 066	162	678	25	361	282
PEA no Activa	67 042	45 702	3 849	7 656	729	5 156	3 950

En Conclusión: La PEA ocupada en el Distrito de Paríñas es del 87.49% de la PEA del Distrito y a su vez. La PEA ocupada de Distrito Paríñas es del 26% de la Población del Distrito de Paríñas.

Referente a la Característica Económica en el Distrito: Paríñas tenemos de 6 años a más. De una Población de 70,208 habitantes:

La PEA del Distrito de Paríñas es de 24,506 personas.

La PEA ocupada de Paríñas es de 21,440 personas (87.49%).

La PEA desocupada de Paríñas es de 3,066 personas (12.51%).

La Población Económicamente No Activa de Paríñas es de 45,702 habitantes.

Actualmente las perspectivas de Talara no son claras, su dependencia económica del petróleo es enorme, pero la actividad sólo participa con el 11 % de la PEA, mientras que el

Comercio y Servicios representan 12% y 25% de la PEA respectivamente en la provincia.

No es posible precisar cual es la importancia cuantitativa de la actividad de petróleo en la PEA actualmente, por los cambios que se están dando como el racionamiento de personal en las Compañías petroleras y los programas de privatización llevadas por el actual gobierno.

Cabe destacar que actualmente la mayor actividad petrolera en la provincia de Talara se realiza en el distrito de El Alto, pero las actividades socioeconómicas de los "petroleros" las realiza en la Ciudad de Talara.

5.5.2 CALIDAD DE VIDA.

El término calidad de vida implica a un conjunto de variables e indicadores de diferente unidad de medida y valoración, para reflejar la satisfacción de las necesidades materiales y espirituales de la población, relacionadas con la alimentación y nutrición, salud física y mental, empleo, entorno físico, paz, felicidad, oportunidad social, vivienda, educación, disponibilidad de bienes y servicios y de recreación principalmente.

En los últimos años la calidad de vida ha tenido un vertiginoso descenso, en la industria petrolera habiendo motivado exhaustivos análisis e investigaciones por parte de instituciones privadas y gubernamentales. En este contexto destacan los procesos y campañas de desnutrición, morbilidad y mortalidad que afectan generalmente a la población infantil por ser el sector más vulnerable.

5.6 SALUD AMBIENTAL EN LAS ACTIVIDADES DE LOS HIDROCARBUROS.

POR DEFINICION.-Es el estudio de los agentes productores de enfermedad que han sido introducidos en el ambiente por el hombre, así como las enfermedades causadas por dichos agentes.

Siendo las sustancias químicas las que constituyen una preocupación, debido a los posibles efectos adversos que puedan tener sobre la Salud Humana y sobre el medio ambiente y por otro lado los muchos beneficios derivados de su uso como mejores aditivos químicos para el lodo de perforación, lo cual origina una eficiente perforación y máxima producción.

Aproximadamente cerca de 50,000 sustancias químicas son industriales, agrícolas, combustibles para la producción de energía y sustancias químicas para productos de consumo. Muchas de estas sustancias químicas aparecen en el ambiente de trabajo o en el aire, agua y suelo como contaminantes resultantes de los desechos de la Producción.

El trabajador petrolero puede estar expuesto a las sustancias químicas por contacto cutáneo e inhalación. Algunas sustancias químicas persisten en el medio ambiente por largo tiempo. Sin embargo la mayor parte de ellos están sujetos a transformaciones ambientales, químicas o bioquímicas y se forman nuevos productos que pueden ser más o menos tóxicos. Por ejemplo altas

exposiciones de gases de H₂S han producido envenenamientos en trabajadores cuando se produjo fugas en el pozo. Sin embargo, la mayor preocupación está enfocada a los efectos posibles de la exposición a largo plazo y bajo nivel de sustancias químicas, que pueden tener lugar en el ambiente de trabajo o en el medio ambiente en general. La prevención de efectos adversos de tipo crónico requiere de políticas de largo plazo puesto que pueden ser irreversibles y el periodo de latencia puede durar tanto como treinta años ó aún más para algunas sustancias químicas carcinogénicas como los Hidrocarburos.

Las generaciones futuras pueden también ser adversamente afectadas.

La acción conjunta de sustancias químicas y/o agentes que están presentes simultáneamente en el medio ambiente no ha recibido aún suficiente atención.

Esta interacción puede ser aditiva, sinérgica ó antagónica.

De la TABLA 2 del D.S. 046-93 EM. tenemos que:

Concentraciones Máximas aceptables de contaminación en el aire
Contaminantes Convencionales.

PARTICULAS, promedio 24 horas. El límite recomendado es de 120 µg/m³.

Composición Química de las Partículas.

La composición química de los contaminantes de las partículas varía mucho prácticamente, cualquier elemento o compuesto inorgánico, así como muchas sustancias orgánicas, pueden hallarse en forma de partículas si se muestrean volúmenes de aire lo bastante grandes y se utilizan métodos analíticos suficientemente sensibles. La composición real depende mucho del origen de las partículas. Las partículas de polvo y de suelo contienen principalmente compuestos de calcio, aluminio y silicio, comunes en suelos y minerales.

El humo procedente de la combustión del carbón, petróleo, contienen muchos compuestos orgánicos.

Tenemos que sobrepasando dicho límite permisible origina las situaciones siguientes para la Salud humana.

SINTOMAS	CONSECUENCIAS	COMENTARIOS
Irritación de ojos y del tracto respiratorio.	Exceso de Mortalidad Infantil, males respiratorios algún tipo de cáncer.	Las partículas incluyen sulfatos, HC aromáticos, nitratos. Algunos como el Asbesto y el níquel. Causan CANCER.

MONOXIDO DE CARBONO, El promedio en 1 hora: (35 mg/m³)
El promedio en 8 horas: (15 mg/m³)

Descripción : Gas incoloro, inodoro, inflamable.

Contaminación : Combustión incompleta de materiales carbonosos.

Composición Química del Monóxido de Carbono.

El monóxido de carbono, es el contaminante del aire, más abundante y ampliamente distribuido de los que se encuentran en la capa inferior de la atmósfera.

La forma simplificada de la combustión del carbono es como sigue:



Excediéndose el valor límite permisible origina las situaciones siguientes para la Salud humana.

Tóxicidad: ABSORCIÓN, INHALACIÓN.

PATOLOGIA: Forma Carboxihemoglobina y por lo tanto, anoxia en los tejidos.

SINTOMAS	CONSECUENCIAS	COMENTARIOS
Reducción de la agudeza visual y la discriminación anormal. Mengua de la función respiratoria.	Accidentes de Tránsito. Asma, Bronquitis Agravación de anemias, arteriosclerosis.	Evidencias no concluyentes. Efecto a corto plazo reversibles. Tolerancia que se incrementa con exposiciones prolongadas.

GASES ACIDOS

ACIDO SULFHIDRICO (H_2S) promedio 1 hora: ($30 \mu\text{g}/\text{m}^3$)

Gas sumamente tóxico que trae como consecuencia la muerte en minutos.

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) se puede presentar naturalmente en algunos reservorios o se puede generar durante las operaciones de producción de petróleo.

Composición Química del Acido sulfhídrico.

El ión polisulfuro es descompuesto por las soluciones ácidas debido a la tendencia del S^{2-} a recoger 2 partículas H^+ para formar H_2S :



Características del gas (H_2S).

- No tiene color.
- El olor característico es de huevo podrido. Sin embargo, es imperativo entender que son concentraciones relativamente bajas de (H_2S) anulan los nervios del olfato los cuales regulan el sentido del olor como una herramienta de detección. Estas concentraciones son aproximadamente 50 ppm.
- La gravedad específica del gas es 1.192 la cual es mayor que la del aire (1.000). Por lo tanto, el gas tenderá a sedimentarse en las áreas bajas tales como las subestructuras de equipos e instalaciones.
- EL H_2S tiene una temperatura de ignición de 500°F comparado con 1000°F para el metano. Efectos del H_2S sobre las personas o Tabla de Toxicidad.

Concentración.

%	ppm.	Efectos.
.0001	1	Se puede oler.
.001	10	Se puede oler, margen de seguridad 8 horas.

Los efectos de la exposición al H₂S dependen de:

- Nivel de concentración del gas.
- Tiempo de exposición.
- Condición previa de salud del individuo.

Desde que el H₂S ataca los sistemas nervioso y respiratorio, individuos con previos desórdenes físicos están más predispuestos al envenenamiento con H₂S que aquellos sin enfermedades nerviosas o respiratorias.

No hay antídoto farmacéutico para el envenenamiento con H₂S. Si una persona sufre las consecuencias originadas por este gas, el equipo de respiración adecuado son los resucitadores artificiales el que deberán remover a la víctima a una distancia segura opuesta en la dirección del viento, fuera del área de contaminación.

DIOXIDO DE AZUFRE (SO₂), promedio 24 horas: (300 µg/m³)

Composición Química del Dióxido de Azufre.

Es el gas surfactante e incoloro que se forma cuando el azufre arde en el aire.



Sobrepasando el límite permisible, origina los situaciones siguientes para la Salud humana.

SINTOMAS	CONSECUENCIA	COMENTARIOS
Irritación del sistema respiratorio. Mengua de la función respiratoria.	En exceso ocurre mortalidad. Eufsema, bronquitis, otros males respiratorios.	En combinación con partículas y humedad. En concentraciones superiores a la mencionada. Alguna evidencia de Inmunidad por exposiciones prolongadas.

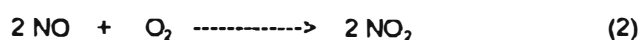
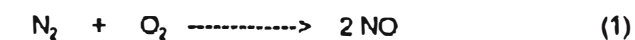
OXIDOS DE NITROGENO (NO_x) promedio 24 horas: (200 µg/m³)

Composición Química de Oxido de Nitrógeno.

Casi todos los NO y NO₂ antropogénicos se producen por la oxidación del nitrógeno atmosférico durante la combustión a temperaturas elevadas.

El oxígeno y el nitrógeno del aire reaccionan para proporcionar NO (Ecuación 1); reacciones posteriores del NO con más oxígeno forman NO₂ (Ecuación 2). Las ecuaciones que representan

estas reacciones son:



El valor del límite permisible dado, origina las siguientes situaciones para la Salud Humana y son:

SINTOMAS	CONSECUENCIA	COMENTARIOS
Irritación del tracto respiratorio.	Bronquitis y otros males respiratorios.	Efectos sobre la salud en concentraciones de este valor.

COMPUESTOS ORGANICOS.

HIDROCARBUROS, promedio 24 horas: (15 000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$).

Composición Química de los Hidrocarburos.

Los hidrocarburos son contaminantes, los cuales son introducidos directamente en el aire. Se encuentra en los tres estados físicos (gas, líquido y sólido) a temperatura ambiental.

1C - 4 C son gases a temperatura ambiente.

5 C - > C son líquidos o sólidos.

Los muy volátiles (que pueden transformarse en gases con facilidad) a tales temperaturas.

Excediéndose por encima del valor límite señalado tenemos las situaciones siguientes para la Salud humana.

SINTOMAS	CONSECUENCIAS	COMENTARIOS
Algunos son irritantes de ojos y del tracto respiratorio.	CANCER	Los más dañinos son los aromáticos y las olefinas.

TABLA

Agrupamiento de los Impactos Potenciales en el Ambiente y la Salud.

CLASIFICACION	TIPO
1. En relación a las actividades de perforación-producción de hidrocarburos que generan impacto.	Adversos: Por las químicas y lubricantes usados. Reversibles: puede volverse a condiciones existentes. Planeados o Accidentales. Directos: por la acción de perforar y producir.
2. En relación al tiempo que duran las actividades.	A corto y largo plazo: 0-7 años. Son continuos: Todos los días.
3. En relación al espacio que cubren las actividades.	Local: TALARA.
4. En relación al potencial de mitigación.	Remediable: Soluciones.

5.7. MEDIO FISICO.

El desarrollo industrial de esta parte de la Costa Norte del Perú está principalmente relacionado con la explotación del petróleo y esto se corrobora tanto dentro como fuera del área del Campo petrolero, el cual está interconectado vía carreteras tanto para el ingreso como dentro del área así como para realizar operaciones en sus instalaciones, cabe señalar que existen 3 grupos de familias dentro del área, los cuales realizan sus actividades en la Ciudad de Talara, y por lo tanto se les facilita su traslado por el mejor mantenimiento que se les da a estas vías de tránsito, las áreas pobladas están bastante alejadas al área (aproximadamente 6 km.). Dentro de la Quebrada "SECA" es casi nula las operaciones petroleras del Campo. Y esto debido a que se ha considerado como parte de la mayor sensibilidad en el área.

Las actividades agrícolas están restringidas al mínimo en el Área de la Quebrada "SECA"

5.8. SUELOS.

Superficie y porcentaje de tipos de suelos y tierras.

Degradación del Suelo: Salinización, desertificación.

Los suelos costeros son de origen aluvial.

De acuerdo a la Clasificación dado por el Centro de Datos para la Conservación UNALM se tiene la clasificación X-P3c(+) donde:

X: Tierras aptas de protección } Grupo de Capacidad de Uso.

P: Tierras aptas para pastos. } Mayor de las tierras.

3:Calidad Agrológico baja.	Clases de Calidad Agrológico.
c(+)	c: Clima.
	Factor limitante.
(+): Pastos Temporales.	Otros rasgos y Algarrobos dispersos en el área.
(Ver Mapa N° 4).	

5.8.1 DEFINICION.

Definición de Tierras Aptas de Protección, son aquellas que no reúnen las condiciones ecológicas mínimas requeridas para cultivo, pastoreo o producción forestal, sino ser manejados con fines de protección de cuencas hidrográficas, vida silvestre u otros valores que impliquen beneficio colectivo o interés social.

Definición de Tierras Aptas para pastos, permite el uso continuo o temporal para sostener una ganadería económicamente productiva.

En Talara y en especial en el Campo petrolero, se tiene el grupo de suelos: Lithosol Desértico.

5.8.2 LITHOSOL DESERTICO.

Los Lithosoles Desértico son suelos esqueléticos que ocupan áreas, altas monticuladas y montañosas, con pendiente que varían desde 10% a 60% o más. El material madre está formado por una variedad de rocas sedimentarias e ígneas. Son suelos generalmente desnudos de vegetación, con excepción de las llamadas "Lomas" donde la humedad y la neblina del Océano Pacífico durante el invierno, les permite producir pastos y arbustos. Los suelos son muy superficiales y pedregosos, de color gris, pardos grises o pardos rojizos presentan muy poco potencial agrícola debido al clima árido y topografía quebrada.

Los lithosoles son en sí suelos superficiales cuya profundidad está limitada por masas o estratos de roca dura y coherente a partir de 10 cm. o superiores. Hay también la variedad de tipo suelo formaciones líticas lithosoles que son suelos superficiales o sin cubierta de suelo, solo roca dura y coherente, se consideran formaciones no edáficas.

En conclusión: Los lithosoles, son suelos caracterizados por un horizonte "A" que puede estar expresado desde débil a prominente, sobre un horizonte "B" de alta concentración de sesquióxidos de hierro y aluminio y ausencia de bases y sílice. Son derivados, en la mayoría de los casos, de materiales altamente edafizados, que consisten principalmente de minerales secundarios (arcilla, óxidos de hierro, aluminio, etc.). Por lo general, los lithosoles son rojos o pardo rojizos y predominantemente arcillosos.

Referente al relieve del terreno del Campo petrolero es variado. En la parte correspondiente al Yacimiento "A2"- Alvarez 2, el terreno es llano y sin la presencia de accidentes geográficos significativos. En los Yacimientos de "A3"- Oveja 3 y "A4"- Alvarez 4, el terreno es muy irregular y accidentado especialmente en la parte Intermedia del Area, que se encuentra al lado izquierdo de la Quebrada "SECA".

La mayor parte del Yacimiento "A1"-Carrizal 1, se encuentra prácticamente en el lecho de la Quebrada "SECA" y en menor proporción el Yacimiento "A3"-Oveja 3, el cual presenta un relieve ondulado y drenaje desordenado poco profundo.

5.9. RECURSOS MINERALES.

El Area de estudio, alberga muchos recursos naturales que deben ser aprovechados racionalmente tanto para el ecosistema como para el desarrollo económico de la región, por lo cual la promoción debe darse dentro del marco del desarrollo sostenido.

Entre los recursos de mayor importancia estan el petróleo, los suelos, el salitre y numerosos yacimientos de minerales, pero nosotros trataremos desde el punto de vista del petróleo.

El petróleo es un recurso natural no renovable, el cual fue conocido en el Perú desde tiempos prehispánicos. En el antiguo Perú se utilizaba la brea para alumbrado. Los españoles la utilizaron para calafatear sus embarcaciones. Durante la República, el Perú inició la explotación petrolera mediante la perforación del primer pozo en Zorritos, que fue a su vez el primer pozo petrolero de América Latina realizada en el año de 1,863, (cuatro años después del primer pozo comercial que se explotó en TITUSVILLE Pensylvania en los Estados Unidos); por A. B. PRENTICE que era a la sazón Ing. del Estado de la E.P.F. y alcanzó 76 pies. Este primer pozo estuvo ubicado en la Provincia de Contraalmirante Villar, Departamento de Tumbes.

En la actualidad el petróleo es la principal fuente de energía para la Industria. Por lo cual su demanda es cada vez más creciente. Por lo tanto el petróleo es un elemento indispensable para el desarrollo Industrial y de las actividades económicas conexas tanto directa como indirectamente.

Aparte del petróleo existente en la zona se tiene a: recursos minerales no metálicos y recursos minerales metálicos, los cuales mencionaremos brevemente.

5.9.1 RECURSOS MINERALES NO METALICOS.

Desde el punto de vista de la Ingeniería de Petróleo se debe conocer las estructuras y las rocas que son favorables para el almacenamiento del petróleo; esto es por ser de conocimiento general.

En las laderas de las Quebradas adyacentes entre las Areas "A1"-Carrizal 1 y "A3"-Oveja 3

casí en el Lecho del Cauce del Riachuelo de la Quebrada "SECA", se ha podido observar presencia de Arenisca (grano medio) constituido por granos que varían de 2 a 1/16 de mm., y cuyo constituyente mineralógico principal es el CUARZO, que está alrededor del 50 % o más, siendo el resto otros minerales variados y algunos productos de precipitación química que actúan como cementantes.

Dentro del Área, se observan minerales no metálicos como la baritina que es un polvo fino y el cual sirve como materia prima en la cementación de rocas friables en la perforación de pozos petrolíferos. También encontramos en el área otros como el yeso, calcita entre otros.

5.9.2 RECURSOS MINERALES METÁLICOS.

En el Campo petrolero, no se encuentra minerales metálicos.

De los recursos naturales expuestos, y dada la estrecha relación entre el desarrollo y la conservación de los recursos naturales así como la interrelación conservación-desarrollo existen 3 posibilidades:

- A. La naturaleza no es alterada por el hombre (conservacionismo puro). Esta posibilidad no contempla perspectivas de mayor participación en la vida humana y, por lo tanto de desarrollo.
- B. Perturbación total del medio natural, con ruptura del equilibrio ecológico por acción del hombre, como consecuencia del uso irracional de los recursos naturales.
- C. Uso racional de los recursos naturales, para lo cual la intervención del hombre se rige por principios conservacionistas científica y técnicamente delineados y cuya consecuencia será su propio bienestar y desarrollo que en otras palabras signifique el "DESARROLLO SOSTENIDO".

5.10. AGUAS SUBTERRANEAS.

Uno de los más preciados y valiosos elementos de la naturaleza lo constituye el agua y sobre todo el agua subterránea. Sin embargo es frecuente que el hombre desconozca la importancia de ella. Hasta que no aflore en forma de manantiales o se infiltra en los ríos y lagos, parece no guardar relación con nuestra vida cotidiana.

Desde el punto de vista cualitativo dado su buena calidad para su uso doméstico, agrícola, pecuario e industrial principalmente se ha olvidado estudiar, ya que el uso del agua subterránea se explota en forma casi indiscriminada, sin un control adecuado por las actividades humanas y que están causando un deterioro en diferentes grados de magnitud, que afectan la salud. En América Latina no existe una tecnología para evaluar y controlar esta contaminación que es prioritario desarrollar.

Se tiene los siguientes criterios a establecer:

Problemas y situación actual de contaminación de las aguas subterráneas.
 Importancia de fuentes de aguas subterráneas en programas de abastecimiento y riego.
 Características hidrogeológicas en acuíferos principales.
 Riesgo de contaminación debido a actividades agrícolas, industriales y domésticas.
 Programas de control de contaminación.
 Legislación y estructuras institucionales para control.
 Estudios del caso.

Como sabemos las aguas subterráneas constituyen parte del recurso agua que dispone de menos información en cuanto a su potencial. Al respecto se plantea un problema: ¿Qué aspectos tenemos que considerar para el futuro? Un problema es el medio ambiente. El contenido de ácidos aumenta en el agua, los lagos y ríos (caso riachuelo de la Quebrada "SECA"), donde los ácidos destruyen la vida biológica. El incremento de la acidez de los suelos afecta a muchas plantas. Es solo una cuestión de tiempo y el agua subterránea también será afectada.

Las condiciones hidrometeorológicas de la Región NorOeste, hace de esta una de las más áridas del país, donde el agua dulce constituye un problema, tanto para uso doméstico, como para el agrícola e industrial. Se ha tenido que recurrir a sistemas específicos de abastecimiento de agua para uso humano e industrial en sus operaciones en el NorOeste, parte de los cuales lo constituyen los estudios hidrogeológicos y la perforación de pozos.

En el estudio realizado por PETROPERU, hace referencia al estudio efectuado en la Quebrada Mancora y "SECA", parte del Área, así como las técnicas empleadas para la perforación, diseño y explotación de estos pozos, las cuales nos servirán de referencia. En esta región de estudio afloran las rocas sedimentarias, paleozoicas, cretáceas, también presentan intrusiones ígneas, cretáceas terciarias esto en cuanto a su geología.

El drenaje de esta región está constituido principalmente por el sistema principal del río Chira. De este sistema se tiene quebradas de regímenes intermitentes como el de la Quebrada "SECA".

El relieve de los cauces de las quebradas de régimen intermitente, son formado por material detrítico de tamaño variado acumulado en bancos lenticulares de grava, arena y limos intercalados con capas irregulares de arcilla se constituyen en el reservorio acuífero que es explotado para el abastecimiento de agua para uso humano e industrial de la región.

5.10.1 CASO DE LA QUEBRADA "SECA".

Esta parte del estudio, comprende la Zona C de Río Bravo - Lote IV.

Los desastres originados por el Fenómeno del Niño en el año de 1983 cortó el suministro

del agua del eje Palta-Talara creándose una situación crítica, lo que obligó a perforar el pozo P-1 en la Quebrada "SECA", próximo a Jabonllal. Los resultados fueron negativos por haber suministrado baja producción y mala calidad de agua (Fig. II-1 y II-2).

Posteriormente se recomendó llevar a cabo estudios en la parte media de la Quebrada "SECA" Fig. II-3 por tener mejores características hidrogeológicas. Se hizo un estudio geoelectrico que sirvió de base para la perforación de pozos (Fig. II-4,II-5 y II-6).

Se perforó 2 pozos, la calidad del agua de estos pozos fue buena para la zona aunque ligeramente alto en calcio, bicarbonato y sulfato (Fig. II-7, II-8, II-9, II-10, II-11, II-12, II-13, II-14 y II-15). En Conclusión, la existencia de fuentes de agua subterránea contribuye a solucionar los problemas de abastecimiento en forma estacional y en algunos casos de manera permanente, en especial en aquellos lugares más alejados de las fuentes superficiales referido a la Quebrada "SECA".

5.11. AGUAS SUPERFICIALES.

Los recursos hídricos de la región NOROESTE son determinantes, principalmente para el desarrollo agrícola y dependen en su mayoría del régimen de precipitaciones que como se ha mencionado, tiene un comportamiento marcadamente estacional. Y dentro del área se tiene al riachuelo de la Quebrada "SECA"

5.11.1 RIACHUELO DE LA QUEBRADA "SECA".

La Quebrada "SECA" que corta el Campo petrolero de Este a Oeste se caracteriza por poseer variada flora y fauna, manteniendo en su cauce un flujo permanente de agua de aproximadamente 20 litros/seg.en el año 1995.

5.12. AGUA DE LLUVIA

El agua de lluvia es mucho más pura y por lo tanto es más apta para enriquecerse de sales. El agua de lluvia en realidad, no es agua destilada. Lleva ya disuelta una cierta cantidad de gases y de sales, muy variable según el sitio.

La frecuencia del agua de lluvia es estacional debido a que estamos en una zona ecuatorial cálida y cuando se produce en verano, por los meses de Enero, Febrero y Marzo es impredecible y muy poco estudio se ha hecho sobre la magnitud que puede acarrear dicha situación. Como por ejemplo: el "Fenómeno del Niño".

5.13. AMBIENTE BIOLÓGICO.

Dentro del Campo petrolero de la Contratista "MIXTA", se identifican dos ambientes biológicos: la Flora y la Fauna.

5.13.1 FLORA.

Se llama flora al conjunto de plantas oriundas del lugar y para utilizar esos datos como pruebas de la existencia de diversas regiones, debemos tener presente que por razones de método, se consideran tres áreas o zonas en la distribución de las formaciones vegetales.

1. El Area "FOCO" o de concentración de las especies.
2. El Area de "DISPERSION" de las especies.
3. El Area de los "CASOS ABERRANTES" de las especies.

Nosotros trataremos el segundo punto, "Area de Dispersión", en la cual aparecen algunos ejemplares de la especie, pero en condiciones de inferioridad, con un escaso índice de reproducción y con tendencia a la desaparición. El área de dispersión sigue inmediatamente a la zona foco, ya sea a mayor o a menor altitud que ella. Dentro de la Unidad del relieve costanero, la diversidad de suelos y el agua disponible determinan varios tipos de vegetación, analizaremos solo una de ellas que es la vegetación de los campos de arena con napa freática, en la cual el vegetal más significativo de los desiertos de arena con napa freática es:

El ALGARROBO que crece desafiando la aridez del suelo del desierto, que ofrece al hombre una madera resistente, como materia prima para hacer el carbón de palo, para hacer las "nículas" o varas que usan los arrieros, para hacer el cerco de las chacras y corrales. Sus hojas y sus flores constituyen valiosos abonos.

Ver Mapa N° 3

Daremos una clasificación de la predominancia de estas especies:

- Algarrobo (*Prosopis Juliflora*)
- Sapote (*Capparis Angulata*)
- Bichayo (*Capparis Ovalifolia*)
- Ceibo (*Bombax Sp.*).

Finalmente el último estudio de degradación del "Bosque Seco Denso" es el denominado "Chaparral" o "Bosque de Algarrobales" que presenta una fisonomía vegetal a base de especies arbustivas y árboles pequeños caracterizados por copas planas, tallos inclinados y retorcidos.

5.13.1.1 VEGETACION.

El escenario florístico está compuesto por relativamente pocas especies entre las que se distinguen el "algarrobo" (*Prosopis Juliflora*) "sapote" (*Capparis Angulata*) "bichayo" (*Capparis Ovalifolia*) y "hualtaco" (*Laxopteriglum huasango*) que constituyen las principales especies arbóreas distribuidas en forma dispersa y en otros casos formando "manchales" de "algarrobales" y "hualcatales". Las cactáceas son usadas siendo solo común la del género

CERRUS de porte columnar, prismático y grueso. El piso vegetal está representado por una cubierta de gramíneas de corto período vegetativo que prospera solo en la época veraniega de lluvias. Otras especies propias de esta zona son las siguientes: "perillito" ó "cuncun" (*Vallesia dichotoma*) "overo" (*Cordia rotundifolia*) "añalque" (*Coccoloba Ruiziana*) y "seca" ó "almendro" (*Geoffroya striata*) entre otros.

5.13.2 FAUNA.

Las comunidades vegetales identificadas en el ecosistema de la Quebrada "SECA", del Área, albergan a una variada fauna. Aunque la fauna es escasa y pobre debido esencialmente a los factores adversos de extrema aridez y casi total falta de lluvias. Varias especies de escorpiones caracterizan a esta bioregión principalmente, el "Hadruroides lunatus"; así como varias especies de arañas como la "Sicarius peruensis" que construye un nido de arena debajo de piedras y escombros, entre los reptiles, son frecuentes las lagartijas del arenal "Tropidurus peruvianus", dos serpientes venenosas "Bothrops pitus" y "Bothrops roedingeri" y las salamandras "Phyllodactylus genhopygus" con varias especies que son nocturnas. Las aves más representativas son la lechuza de los arenales "Scolytus cucularia", el cernicalo americano "Falco sparverius" y el pampero peruano "Guastalla peruviana". Los mamíferos son escasos y están representados por el zorro andino "Dusicyon culpaeus" y el zorro de Sechura "Dusicyon sechurae" en el norte, que penetra al desierto en las zonas limítrofes del norte; también de los insectos tenemos los mosquitos.

Algunos roedores pequeños viven en las áreas, con escasa vegetación pertenecientes a los géneros "Phyllotis" y "Akodon".

En los remansos de agua de la quebrada se observan especies de peces pequeños como llas, y camarones en ciertas épocas del año. También se encuentran aves como gallinazos "Coragyps atratus", gavilanes "Buteo polyosoma", garzas "Egretta thula" y gansos "Neochen jubata".

Los moradores de la Quebrada "SECA", desarrollan la ganadería en pequeña escala, donde predomina el ganado caprino y en menor proporción el ganado ovino. Asimismo crían otros animales domésticos como cerdos, patos, gallinas y perros.

6. DESCRIPCION Y UBICACION DE LAS INSTALACIONES DEL CAMPO.

6.1. INICIO DE LA ACTIVIDAD PETROLERA DE LA ZONA.

El 12 de Enero de 1,993 inicia sus operaciones la Contratista "MIXTA", con los: Yacimiento "A1" - Carrizal 1, Yacimiento "A2" - Alvarez 2, Yacimiento "A3" - Oveja 3 y Yacimiento "A4" - Alvarez 4; teniendo 110 pozos perforados (productores y abandonados), instalaciones, equipos de subsuelo y superficie, crudo contenido en las líneas de recolección de los pozos y oleoductos, tanques de almacenamiento, separadores, Gun Barrels y equipos similares entregados por PERUPETRO S.A. Las instalaciones recibidas antes del inicio de operaciones petroleras del área (12/01/93), presentaban deterioro y falta de mantenimiento tanto instrumental, eléctrico, mecánico, requiriendo limpieza y pintado.

Donde las Baterías presentaban serias deficiencias técnico-operativas que señalaremos a continuación:

Tanques abiertos a la atmósfera y presentan fugas, además les faltaba limpieza interna, la parte externa se mejoró con la limpieza y el pintado.

Los múltiples de producción (algunos) presentaban fugas debido al mal estado de las válvulas, tees, codos, uniones universales, reducciones, coples, conectores de bronce, empaquetaduras.

Las tuberías de oleoductos, gaseoductos y líneas de flujo estaban tendidas sobre superficie, requiriendo mantenimiento y elevación sobre soportes.

Y por ende la producción en promedio era de 310 BBl/día de petróleo, 75 BBl/día de agua y no se medía la producción de gas solo por referencia de la experiencia de campo, ya que no había instrumentos para medir el gas, se estimaba una producción promedio 250 MPC/D. .

Todo esto dio lugar a tomar acciones técnico-operativo y ambiental en el campo tales como:

- . Limpieza del suelo contaminado tanto en el área de la Batería como en el área de eliminación del agua salada de formación.

- . Retiro a lugares adecuados de la chatarra.

- . Eliminar las fugas de petróleo provenientes de tanques, múltiples de producción, etc.

Debemos destacar las acciones tomadas para el Área, al haber puesto una tranquera en la entrada del Campo petrolero y VIGILANCIA todo el día como parte de la seguridad de las instalaciones del Campo, también haber puesto en operación cilindros de 55 galones de capacidad, a nivel del suelo en la boca de los pozos. Cabe destacar que la instalación de cilindros era para recolectar el crudo, que por desfogue de los pozos se perdía en el suelo.

En el Área, se ha efectuado un programa de inspección y mantenimiento de las instalaciones de los pozos, tanques, Baterías, tuberías, oleoductos y gaseoductos que actualmente se ha realizado el esfuerzo de limpiar y pintar todas las instalaciones, propiciando de este modo la conservación y mantenimiento de las instalaciones y mejorando el ambiente laboral y físico de las operaciones así como la señalización de los lugares y prohibiciones para dar una mayor seguridad a las personas que trabajan así como a las que transitan por el área todo esto realizado como primer paso en la protección del medio ambiente.

Aparte de los recursos humanos y materiales propios, cuenta con el respaldo técnico y la infraestructura, para la realización de las actividades de explotación de hidrocarburos en el Campo petrolero y los diversos proyectos de Investigación petrolera.

En lo que respecta al desarrollo de las operaciones de explotación de Hidrocarburos, estos serían realizados mediante contratos de servicios por las compañías especializadas en estos trabajos, entre los que podemos destacar:

1) Compañías de Servicios de Pozos:

VULCANO, PETRONORTE, SETINSA, PETROSERVICIOS, Entre otros.

2) Compañías de Servicios de Completación y Aumento de la Producción de pozos:

BJ HUGHES.

HALLIBURTON GROUP.

DOWELL - SCHLUMBERGER.

Compañías de reparación y mantenimiento de equipos de subsuelo.

Compañías de mantenimiento y reparación de Unidades de Bombeo y Motores.

Compañías de transporte de crudo.

Mediciones físicas (pruebas dinámicas y nivel de fluidos).

Pruebas de presión de fondo y registro de temperatura.

Mantenimiento de Carreteras y terraplenes.

Mantenimiento de equipos e Instrumentos de Baterías.

Limpieza de tubing y líneas de flujo con vapor.

Reparaciones mayores de oleoductos.

Obras Civiles.

De esta manera los problemas técnicos-operativos y la contaminación ambiental en las instalaciones y pozos se han minimizado, ya que existe un mejor control de operación y menor daño al medio ambiente. Así como la realización de una investigación exhaustiva en todas las áreas, realizando programas que den las pautas suficientes para incidir donde se podría realizar las operaciones de mejoramiento, restablecimiento, restauración, reforestación, etc, de los sitios con posibilidad de afectar a la producción y al medio ambiente.

6.2. PRODUCCION ACTUALIZADA DEL CAMPO PETROLERO.

A continuación se tiene la producción de hidrocarburos desde su inicio de las operaciones petroleras del Area, en 1,942 hasta el mes de Diciembre de 1,996.

	1942-1996 Prod. Petróleo (Bls.)			
	Mensual	Prom. D.C.	Acum. 1942-96	API
Total Area	12 431	401	5 317 600	33.5

	1958-1996 Prod. Agua (Bls.)		
	Mensual	Prom. D.C.	Acum. 1958-1996.
Total Area	2 046	66	399 399

	1996 Prod. Gas (MPC)		
	Mensual	Prom. D.C.	Acumulado
Total Area.	5 700	185	1 604 000

Actualmente el Campo petrolero, existen 110 pozos perforados de los cuales a la fecha se encuentran activos 55, con una producción diaria de 401 Bls. de petróleo, 66 Bls. de agua y 185 M pies cúbicos de gas. El gas venteado al aire es de aproximadamente 29,1 M pies cúbicos, que representa el 15 % del gas total producido. Es importante señalar que cuando se recibió el Area, alrededor del 85% del gas producido se venteaba al aire; se ha logrado en el periodo de 2 años reducir y controlar significativamente la contaminación por este aspecto, recolectando todo el gas producido por el espacio anular Casing-Tubing para su posterior uso.

6.3. UBICACION DE LAS INSTALACIONES.

El proceso de recolección de los hidrocarburos en el Area, se realiza mediante 2 Baterías y 4 Manifolds de campo.

6.3.1 BATERIAS Y MANIFOLDS DE CAMPO.

Son instalaciones para recepcionar la producción de petróleo y agua de un número determinado de pozos, cuya ubicación se encuentra alejada de una Bateria ó punto de recolección.

En el Campo petrolero del Noroeste Peruano, existen dos Baterías: Bateria "L1" (HCT) y la Bateria "L2" (LCT), áreas "A2"-Alvarez 2 y "A1"- Carrizal 1 respectivamente.

Y cuatro Manifold de Campo, tales como MC-"N1", MC-"N2", ubicados en el área de "A2"-Alvarez 2, MC-"N4" en el área de "A3"-Oveja 3 y MC-"N3" ubicado en el área de "A4"-Alvarez 4, que son unidades operativas de recolección, separación, medición, tratamiento y almacenamiento de crudo en los pozos, por el cual se realiza el análisis de hidrocarburos líquidos, análisis de hidrocarburos gaseosos, y las condiciones operativas actuales podemos indicar que el petróleo a ser entregado en el Punto de Fiscalización "R" es un crudo limpio. (Ver Mapa N° 3).

El Estado actual de este sistema y la infraestructura existente se muestra a continuación:

a) BATERIA L1. (crudo HCT) - "A2"-ALVAREZ 2

(.)	No. Pozos productores	:	05
(.)	No. Tanques de totales/capacidad total Bls.	:	03/900
(.)	No. Tanques de prueba/capacidad total Bls.	:	01/200

Esta Bateria ha sido acondicionada como una sub-estación para recolectar todo el crudo del Area, previo a su transferencia al punto de fiscalización.

b) BATERIA L2. (crudo LCT) - "A1"-CARRIZAL 1

(.)	No. Pozos productores	:	06
(.)	No. Tanques de totales/capacidad total Bls.	:	02/600
(.)	No. Tanques de prueba/capacidad total Bls	:	02/250
(.)	No. de Múltiples de recolección	:	01

**c) MANIFOLD DE CAMPO "N1". (crudo HCT) - "A2"-ALVAREZ 2
MC-"N1".**

(.)	No. Pozos productores	:	19
(.)	No. Tanques de totales/capacidad total Bls.	:	02/450
(.)	No. Tanques de prueba/capacidad total Bls	:	02/200
(.)	No. de Múltiples de recolección	:	02

**d) MANIFOLD DE CAMPO "N2". (crudo HCT) -"A2"-ALVAREZ 2
MC-"N2".**

(.)	No. Pozos productores	:	06
(.)	No. Tanques de totales/capacidad total Bls.	:	01/210
(.)	No. Tanques de prueba/capacidad total Bls	:	00
(.)	No. Tanques lavadores/capacidad total Bls.	:	01/100
(.)	No. Separadores de prueba	:	01
(.)	No. de Múltiples de recolección	:	01
(.)	No. Medidores de desplazamiento positivo	:	01

e) MANIFOLD DE CAMPO "N3" (crudo LCT) - "A4"-ALVAREZ 4.

(.)	No. Pozos productores	:	12
(.)	No. Tanques de totales/capacidad total Bls.	:	01/200
(.)	No. Tanques de prueba/capacidad total Bls	:	02/100
(.)	No. de Múltiples de recolección	:	01

f) **MANIFOLD DE CAMPO "N4" (crudo LCT) - "A3"-OVEJA 3.**

(.)	No. Pozos productores	:	07
(.)	No. Tanques de totales/capacidad total Bls.	:	01/100
(.)	No. Tanques de prueba/capacidad total Bls	:	02/50
(.)	No. de Múltiples de recolección	:	01

En resumen, las facilidades de recolección de crudo con que se cuenta actualmente en el Campo petrolero, se muestra a continuación:

No. Pozos productores con UBM.	55
Capacidad total de tanques - Campo (Totales y prueba).	3,360 Bls.
No. Múltiples de recolección.	06

La distribución de los pozos perforados en el Area, Ubicaciones propuestas e instalaciones de superficie se muestran en el Croquis N° 1.

6.3.2 ESTACION DE BOMBAS "R".

Es el punto donde se recepciona toda la producción del Campo petrolero, para su correspondiente fiscalización y entrega a PERUPETRO S.A.

En esta Estación asignado a la Contratista "MIXTA", cuenta con los Tanques #1 y #2 de 2,950 Bls. y 1,750 Bls. de capacidad respectivamente.

6.3.2.1 FLUIDOS PRODUCIDOS

Los fluidos producidos durante la operación de los pozos son:

Petróleo crudo.

Agua de Formación.

Gas natural.

6.3.2.2 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS.

De los pozos activos se tiene las características de crudo producido en el Campo petrolero, que se indica en el cuadro siguiente.

PETROLEO CRUDO	CRUDO HCT	CRUDO LCT
Gravedad API	33,5	31,0
BSW (%)	0,02	0,05
Sal (Lb/1000 Bbls.)	10,0	4,1
S (%)	0,1	0,1
T (°F)	< 100,0	< 100,0
Asfaltenos (%) peso	0,3	0,3

Los hidrocarburos que se producen en el área son gas natural (asociado y no asociado) y petróleo crudo.

La relación gas-petróleo (GOR) varía entre 400 y 2000 SCF/STB, con un promedio de 500 SCF/STB. Por lo tanto, el crudo producido en el Campo petrolero es un crudo limpio, de alta gravedad API, de bajo contenido de BSW, poca presencia de sal y bajo porcentaje de azufre.

6.3.3 PETROLEO CRUDO.

Para el Área, se tiene como uno de sus objetivos fundamentales, reducir al mínimo el consumo de petróleo crudo.

No obstante lo anterior se utilizará el petróleo crudo en las siguientes operaciones:

- (.) Limpieza de pozo.
- (.) Pruebas de presión de las bombas de subsuelo.
- (.) Estimulaciones químicas.
- (.) Servicio de pozos.
- (.) Análisis de Laboratorio-Trabajos de Investigación.

El volumen estimado es de 60 Barriles por mes.

Cuando el requerimiento de crudo se incrementa debido fundamentalmente a las operaciones de estimulación por fracturamiento; se estudiará la factibilidad de usar fluidos alternativos de base acuosa.

LA PRODUCCION de petróleo, son del tipo de crudo en 2/3 partes es HCT y la otra 1/3 parte es LCT. Ubicándose en el Yacimiento "A2"-Alvarez 2 y "A4"-Alvarez 4, crudo de tipo HCT. Y en los Yacimientos "A1"-Carrizal 1 y "A3"-Oveja 3, crudo del tipo LCT.

6.3.4 AGUA DE FORMACION.

Actualmente la producción promedio de Agua de Formación en todo el Área, es de 66 Bbls diarios y que es producida junto con los hidrocarburos en las instalaciones del campo, el cual tiene una concentración de cloruros entre 10,000 a 17,000 ppm.

6.3.5 GAS NATURAL.

En el año 1,994 el Campo petrolero, ha logrado en un 95% el autoabastecimiento de gas combustible, mediante la interconexión de anillos de líneas de gas combustible entre los Yacimientos de "A1"-Carrizal 1, "A2"-Alvarez 2, "A3"-Oveja 3 y "A4"-Alvarez 4

Asimismo se ha reparado: un medidor de gas en el MC-"N2" Alvarez 2 y un Separador portátil de gas/líquido con el cual se está midiendo la producción de gas del Campo.

El uso de gas natural asociado y no asociado recolectado mediante los anillos instalados es básicamente como combustible para los motores de combustión interna de las unidades de bombeo mecánico.

(.) Gas natural no-asociado.

En el análisis de una muestra representativa del sistema de gas combustible, que fue realizado en el Laboratorio del Departamento de Gas Natural de Petróleos del Perú S.A.; se han obtenido los siguientes resultados:

MUESTRA	Gas No Asociado -Campo
FECHA MUESTREO Y ANALISIS	1,995
COMPOSICION	
(.) Metano (C1)	96,61
(.) Etano (C2)	1,54
(.) Propano (C3)	0,90
(.) Iso-Butano (I-C4)	0,30
(.) Normal-Butano (n-C4)	0,35
(.) Iso-pentano (I-C5)	0,00
(.) Normal-Pentano (n-C5)	0,16
(.) Hexano (C6)	0,00
(.) CO ₂	0,00
(.) O ₂	0,01
(.) N ₂	0,13
Gravedad específica	0,58
Peso Molecular	18,65
Poder calorífico (bruto)	1057,46 BTU
Poder calorífico (neto)	953,60 BTU

De los resultados obtenidos en su composición predomina el metano en 96,61 %, es un gas natural con características por contener pocos contaminantes y sus concentraciones son muy bajas, éste gas natural no contiene azufre. Ya que las combinaciones de este elemento (azufre) con el gas, durante su combustión contribuyen a contaminar el medio ambiente. Por lo que concluimos que la combustión de gas natural es limpia en el área.

7. SITUACION Y ANALISIS DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES.

Trataremos de dar una explicación de las situaciones más comunes que se presenta durante las operaciones petroleras, indicando los lugares más frecuentes, para luego analizar y darles una solución integral a los problemas de la contaminación ambiental en el Campo petrolero del Noroeste Peruano.

7.1. FOCOS DE EMISION DE EFLUENTES.

Se han identificado los siguientes focos de emisión:

- . Baterías de producción.
- Manifolds de campo.
- Poza de desecho para lodo de perforación.
- Fugas de hidrocarburos en los cabezales de los pozos.
- Fugas en tuberías de producción.
- Durante trabajos de Servicio a los pozos.

7.2. INSUMOS QUE SE UTILIZA EN LAS OPERACIONES PETROLERAS.

Los insumos que se utilizan en las operaciones petroleras son

Producción.

- Demulsificantes (tratamiento químico del petróleo).
- Antiincrustantes (tratamiento para evitar las formaciones de incrustaciones).

Perforación.

- Bentonita (lodo de perforación).
- Cemento (cementación).
- . Grasa y lubricantes para motores y tubería.

Servicio de Pozos y Reacondicionamientos.

- Ácidos (acidificación).
- Crudo (fracturamiento).
- Agua.

7.3. PROBLEMA ESTACIONAL DURANTE LAS OPERACIONES PETROLERAS.

FENOMENO DE "El Niño".

El Fenómeno de "El Niño" se considera como un fenómeno oceanográfico controlado por la atmósfera, cuyos efectos más conspicuos son las excesivas precipitaciones y la elevación de la temperatura superficial del mar. Se presenta en función de varias irregularidades transitorias que ocasionan un cambio total del sistema físico, químico y biológico; a nivel

Oceanográfico hay un aumento de la temperatura del mar, mientras que la salinidad disminuye al igual que la disponibilidad de nutrientes y el oxígeno disuelto.

Una explicación de este fenómeno señala que normalmente frente a la costa occidental de Sudamérica se tiene un sistema de alta presión atmosférica, que origina vientos que soplan hacia el Oeste (Indonesia) en donde la presión es menor; la corriente superficial de aguas cálidas igualmente se dirige hacia el oeste, acumulándose de esta manera agua tibia frente a las costas de Indonesia principalmente mientras que las aguas frías superficiales regresan en una corriente inferior.

En años de "El Niño" el ciclo se invierte, es decir que en esta ocasión el núcleo de baja presión se encuentra localizado en el Este; los vientos normales se debilitan y son reemplazados por los vientos que soplan hacia el este y el agua tibia se torna hacia las costas de Sudamérica. En los últimos 25 años "El Niño" se ha manifestado hasta en 5 oportunidades: 1,957-1,958; 1,965; 1,972-1,973; 1,982-1,983 y 1,986-1,987, siendo de excepcional magnitud el de 1,982-1,983.

En el caso del Periodo 1,982-1,983, en el Noroeste peruano las elevadas precipitaciones se debieron principalmente a una estación de las temperaturas del mar y al desplazamiento hacia el norte de la franja de "Convergencia Intertropical". Tomando como referencia los promedios de precipitaciones, exceptuando el año 1,983 de las estaciones de Tumbes 170.76 mm, Piura 72.98 mm, Talara 15.45 mm y Chiclayo 16.52 mm y se comparan con las regiones durante "El Niño", las precipitaciones superaron a la media en aproximadamente 23 veces (Tumbes), 40 veces (Piura), 107 veces (Talara) y 14 veces (Chiclayo). Estas lluvias ocasionaron un aumento considerable en el caudal de los ríos que se asocia a elevadas temperaturas. Ver Cuadro 1.

Para el caso de las temperaturas durante "El Niño" de 1,982-1,983, estos tuvieron en la Costa un incremento de 2°C por encima del promedio con una ligera tendencia a disminuir hacia el interior. Ver cuadro N° 2.

La principal característica del Fenómeno "El Niño" es la secuelas de enormes pérdidas sociales y económicas que ocasiona.

7.4. PROBLEMAS QUE SE PRESENTA DURANTE LAS OPERACIONES PETROLERAS.

Ecosistemas amenazados.

Dentro del área predominan las formaciones vegetales de desierto: Caso la formación vegetal Matorral Desértico Tropical. En un estado natural mantienen una cobertura desde muy escasa hasta relativamente densa. La mayor parte de estas formaciones han sufrido procesos de deterioro, consecuencia de prácticas de uso inadecuados así como de las prácticas técnico-operativas petroleras, que se realiza en el Campo.

NIVEL DE CONTAMINACION DE LAS OPERACIONES PETROLERAS

Se tratara el nivel de contaminación en los referente a recurso suelo, recurso aire y recurso agua para luego dar un diagnóstico.

Recurso suelo.

En Talara y generalmente en el Perú el recurso suelo es Indudablemente uno de los factores de Importancia en la producción petrolera.

Por lo que la Erosión es uno de los problemas principales de deterioro de suelos que se presentan a lo largo de la costa.

Añadiremos también de que toda el agua producida de las operaciones petroleras, va generalmente al suelo y no hay parámetros para fijar dicha problemática

.El efecto de la deforestación se manifiesta en la eliminación de la vegetación.

También se ha hecho análisis de suelo-salinidad del Campo, ver Cuadro N° 1.

Recurso Aire.

La calidad del aire en el Campo, presenta un progresivo deterioro, a causa de las operaciones petroleras, que alteran la composición normal de la atmósfera entre la que destacan los humos, gases, vapores, partículas en suspensión, polvos y malos olores; que provienen de los pozos, tanques de almacenamiento, etc los cuales son factores negativos en el deterioro de la calidad del aire ambiental, que influyen en forma diversa en la vida humana, vegetal y animal.

Bajo estas circunstancias o condiciones el deterioro del aire atmosférico se determina como puntual y con elementos específicos, mostrando singularidad en determinados espacios territoriales. Debemos destacar que siendo campos petroleros depletados, la producción de gas es muy baja y que esta distribuida en todas las instalaciones, por lo que los parámetros contaminantes son mínimos resultando un área con aire limpio.

Recurso Agua.

Siendo el agua el recurso vital para el área, dentro de ella no encontramos por que el único recurso, el riachuelo de la Quebrada "SECA" se encuentra actualmente seca

Ruidos.

Este factor se produce durante parte de las operaciones petroleras. En los motores de la casa de fuerza durante la perforación, trabajos de servicios de pozos (fracturamiento); Constituyendo fuente de ruidos en menor intensidad los motores de las unidades de bombeo, accionados por gas y el funcionamiento de las unidades de servicio de pozos.

7.5. DIAGNOSTICO SOBRE LA CONTAMINACION POR HIDROCARBUROS.

Cuando se aplican a un sistema global de operaciones de producción de hidrocarburos en tierra, estas categorías resultan de un análisis de riesgo.

Los riesgos de ocurrencia de un derrame de petróleo pueden ser altos en áreas de especial sensibilidad (Quebrada "SECA") y en menor proporción el suelo, aire y ruido del Campo. Lo resumiremos en el Cuadro siguiente:

CUADRO
SISTEMA DE PRODUCCION.

FUENTES DE POLUCION.	RIESGOS DE POLUCION			
	SUELO	AGUA	AIRE	RUIDO
Pozos y Cabezales.	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Líneas de Recolección/Inyección.	Alto	Alto	Bajo	Bajo
Sistema de Separación y Tratamiento.	Med.	Med.	Alto	Bajo
Facilidades de Almacenamiento.	Med.	Alto	Alto	Bajo
Mantenimiento de Presión.	Bajo	Bajo	Med.	Alto

Bajo 0- 10% Med. 10-20% Alto 20-50%

Las conclusiones de esta tabla son:

- Altos riesgos de polución del ruido están confinadas a facilidades de mantenimiento de la presión.
La polución del aire puede estar presente en facilidades de separación, tratamiento y almacenamiento.
Medios a altos riesgos de polución de tierra y agua están ligados a las mismas facilidades que para la polución del aire.
Todos los riesgos de polución en facilidades de producción en el Campo se pueden reducir usando la tecnología adecuada y prudentes prácticas operativas.

Para protegerse frente a los riesgos medlanos y altos de polución los métodos de prevención se separan normalmente en tres categorías: Diseño, Prácticas de operación y mantenimiento é Instrumentación.

Para la evaluación de los Impactos negativos ambientales en los sistema de produccion en el Area, se ha tenido en cuenta los siguientes puntos de vista:

Magnitud del Impacto.

Extensión del Impacto.

Duración: Corto, Mediano y Largo plazo.

Efecto en el Ecosistema.

Según ARPEL la definición de la gravedad de Situaciones e Impactos Ambientales es la siguiente.



Grado de Gravedad	Descripción
1	Leve
2	Moderado
3	Grave
4	Muy Grave
5	Catastrófico

En resumen la descripción del grado de gravedad y a la evaluación hecha en el Campo concluimos que es de leve a moderado, y esto debido a que se han estado tomando las precauciones y medidas de protección ambiental, así como de la seguridad.

7.6. SOLUCIONES Y PROPUESTAS A LOS IMPACTOS AMBIENTALES.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 21 b.

Desechos sólidos Inorgánicos.

Situación: En una parte del Campo se observa poca basura Industrial como: restos de tubería de producción, walpes, plásticos, restos de catalinas, etc.

Impacto: Condiciones Inseguras de trabajo.

Contaminación por presencia de materiales de largo periodo de degradación.

Propuesta de Solución: Retiro de servicio y disposición en relleno sanitario.

Fecha de Finalización: 1°, 2° y 3° Años.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 21 c.

Desechos líquidos.

Situación: El agua producida de formación no es tratada, siendo evacuada hacia la quebrada, con poca cantidad de contenido de crudo.

Las tinas que almacenan el agua producida de formación en los trabajos de servicios de fracturamiento, coiled tubing, etc contienen residuos de crudo que al verterse a la quebrada causa un riesgo de contaminación al área, con mayor riesgo en periodos de lluvia por desborde.

Impacto: La contaminación es pequeña ya que el volumen que se vierte a la quebrada es reducido, aunque se observan residuos de petróleo que podría causar daño a la flora y fauna.

Propuesta de Solución : Implementación de 2 pozas API.

Fecha de Finalización : 1° y 2° Años.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 24 c.

Sistemas de encauzamiento.

Situación: Los tanques del Campo, no tienen muros de contención.

Impacto: Riesgo de dispersión y contaminación por probables derrames debido a la ausencia de sistemas de encauzamiento.

Propuesta de Solución: Construcción de bases de cemento que sirvan de encauzamiento y pozas de recolección en las Baterías de Producción y Manifolds de Campo.

Fecha de Finalización: 2° Año.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 25.

Monitoreo del agua de formación producida.

Situación: No se monitorea el agua de formación. No existe suficiente información para definir estándares de emisión y definir magnitud de tratamiento.

Impacto: Contaminación del Ecosistema en el área donde se vierte el agua formación no tratada.

Propuesta de Solución: Completar el Programa de Monitoreo de Agua de formación. Mediante equipos de laboratorio se podrá adecuar y establecer los estándares de emisión y control de tratamiento.

Fecha de Finalización: En los años 1°, 2°, 3°, 4°, 5°, 6° y 7°.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 30d

Pozas de desechos no peligrosos.

Situación: Existe restos seco de desechos sólidos inertes producto de las operaciones de servicios de pozos y que se encuentran en las cercanías de la locación de los pozos.

Impacto: Contaminación de los suelos, debido a los restos secundarios de los materiales que se utilizan en servicio de pozos ó trabajos de acidificación, fracturamiento, etc., que por efecto de las lluvias durante la estación de verano se dispersan en el área circundante.

Propuesta de Solución: Construcción de 1 poza para desechos no peligrosos. En caso de que los restos sólidos tengan indicios de ser peligrosos se efectuará un análisis previo para definir su capacidad de contaminación y decidir su disposición final.

El estimado de costos ha considerado también la disposición de materiales contaminantes como tierras oleaginosas y restos de arena de frac.

Fecha de Finalización: En 2 etapas, 1° Año y 2° Año.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 39.

Disposición del agua de producción.

Situación: Actualmente se dispone el agua de producción a las quebradas que hay en el Campo.

Impacto: Contaminación de los suelos y flora por la presencia de contenido de crudo en el agua producida.

Propuesta de Solución: Construcción de 2 pozas simples de tierra, sin fondo impermeable para disposición de agua de producción con mínimo de aceite en el área de "A2"-Alvarez 2.

Fecha de Finalización: En 2 etapas, 1° y 2° Año.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 43a.

Control de la contaminación del aire.

Situación: El gas que se produce en el pozo "GAS" es de 6,500 SCF/Día, que viene siendo utilizado como combustible para los motores de la unidad de superficie y por lo tanto no es venteado a la atmósfera. El monitoreo del aire muestra valores que no exceden los límites permisibles del DS-046-93-EM.

Impacto: Posible contaminación del aire debido a los gases de venteo.

Propuesta de Solución: Para completar el programa de monitoreo de gas y establecer los estándares de emisión, se implementara con instrumentos de laboratorio de análisis de gas.

Fecha de Finalización: Durante los 7 Años.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 24 h.

Corrosión.

Situación: Corrosión de equipos, líneas e instrumentos por efecto de la humedad, viento, lluvias, etc.

Impacto: Causa de posibles roturas, con derrames de petróleo y fallas de diseño de los equipos.

Propuesta de Solución: Pintado de las instalaciones, Tanques y Oleoductos.

Fecha de Finalización: En 3 etapas, 1°, 4° y 7° Años.

Referencia: DS 046-93-EM. Art. 11°.

Colocación de Información en las Instalaciones

Situación: Como producto del trabajo y uso de las instalaciones y con el paso de los años, en el Campo, se ha ido deteriorando los paneles, carteles que se ubican dentro el cual da énfasis para una mejor ubicación del personal.

Impacto: Evitar el deterioro y desubicación del personal evitando pérdidas de tiempo.

Propuesta de Solución: Reconstrucción de paneles de ubicación y construcción de carteles alusivos al medio ambiente.

Fecha de Finalización: 1° Año.

Referencia: DS 046-93-EM Art. 23.
 Información y cursos de capacitación sobre control y protección ambiental.

Situación: Referido al personal técnico existe conocimiento y conciencia ecológica, pero falta difusión de información y entrenamiento a nivel de empleados y obreros.

Impacto: Riesgo de inadecuadas prácticas operativas, con daño ecológico, por desconocimiento de normativa ambiental.

Propuesta de Solución: Programas de capacitación y difusión normativa y prácticas sobre protección ambiental.

Fecha de Finalización: Durante los 7 años.

Referencia: Medio Sociológico.
 Escala distrital urbana.

Situación: Por el lado del Yacimiento de "A2"-Alvarez 2 se encuentra un centro poblado llamado "RAZA" y que se está expandiendo hacia las zonas reservadas para la explotación de petróleo.

Impacto: Posibilidad de perjuicio y desconfianza en la seguridad de sus instalaciones; así como para los pobladores que se ubiquen en el área de "A2"-Alvarez 2.

Propuesta de Solución: Hacer respetar el área de las operaciones petroleras, en coordinación con las autoridades civiles.

Fecha de Finalización: 1° Año.

Referencia: Medio Sociológico.
 Escala distrital.

Situación: En el Campo hay indicios de posibles restos arqueológicos, que no han sido de conocimiento de la empresa.

Impacto: Riesgo de Impacto directo cultural.

Solución: En coordinación con el INC de Plura, ubicar y demarcar los posibles sitios arqueológicos ubicados dentro del Campo.

Fecha de Finalización: 2° Año.

Referencia: Otros.
 Ley 26258 del 12/12/93.

Situación: Prohíben la tala de árboles en Departamentos de Tumbes, Plura, Lambayeque y La Libertad.

Impacto: Impacto negativo directo e indirecto para la flora, fauna, el suelo y el hombre que traen como consecuencia:

- . Oscilaciones en el nivel freático.
- . Erosión.
- . Desertificación.

- . Alteración microclimática.
- . Disminución de flora y fauna.

Propuesta de Solución: Sembrado de 1 hectárea de área verde, en el Campo. Estudio de factibilidad de forestación.

Fecha de Finalización: En 3 etapas, 1°, 3° y 5° Años.

Referencia: Otros.

Elaboración de Planes.

Situación: Para mejorar y actualizar las mejoras de producción y control ambiental.

Impacto: Para tener un Impacto positivo se hará una mejora sustancial en las Operaciones de Producción de Campo.

Propuesta de Solución: Elaboración de Planes, Programas y Manuales.

Fecha de Finalización: 1°, 2°, 3°, 4°, 5°, 6° y 7° Años.

Referencia: Otros.

Proyecto EOLICO.

Situación: Debido a que el Campo, no cuenta con iluminación eléctrica y a la posibilidad de encontrarse en una emergencia, problemas, etc.

Impacto: Para tener un Impacto positivo se tendrá iluminada parte del área de la Bateria L1- Alvarez 2 y entrada del Campo.

Propuesta de Solución: Generación de energía eólica.

Fecha de Finalización: En 2 etapas, 1° Año y 3° Año.

Referencia: DS-046-93 EM Art. 24 h.

Desechos de Sólidos Peligrosos.

Situación: Los tanques de almacenamiento de crudo en el fondo se acumula la "borra" , por lo que es considerado como sólidos peligrosos en el transcurso del tiempo que opera

Impacto: Riesgo a presentar acumulación y pérdida en la medición correcta de crudo que se almacena .

Propuesta de Solución: Construcción de Una poza para desechos de sólidos peligrosos.

Fecha de Finalización: 1° Año.

8. MEDIDAS DE MITIGACION Y PLAN DE MANEJO AMBIENTAL.

En la determinación de las medidas correctivas previo a las evaluaciones de los impactos ambientales, situaciones y análisis que se ha realizado en el anterior capítulo es que se ha tomado en cuenta lo siguiente:

- . Prioridad.
- . Monto de Inversión disponible.
- . Tiempo de ejecución.
- . Tecnologías disponibles.
- . Programa de monitoreo.
- . Determinación de Estándares de emisión.

Existen algunos estándares oficiales para el control de contaminantes en los efluentes líquidos y emisiones gaseosas. En el presente ESTUDIO se establecen los métodos, el programa de monitoreo y el procedimiento para establecer los estándares.

Los continuos programas de monitoreo que se hacen tanto en el cuerpo emisor como del cuerpo receptor que van desde los sistemas colectores de drenaje y la poza API hasta el riachuelo de la Quebrada "SECA", están haciendo posible establecer los estándares para efluentes líquidos en las operaciones del Campo. Mientras tanto se están tomando las medidas necesarias para disminuir el efecto de los efluentes contaminantes.

Asimismo, por el momento no se dispone de instrumentación adecuada para el monitoreo integral de los efluentes, y los sistemas de drenaje actuales de efluentes líquidos no permite obtener información representativa.

En base a estas consideraciones se efectuarán las siguientes acciones para lograr un equilibrio entre el desarrollo de las operaciones petroleras en el Campo y la preservación del medio ambiente, flora, fauna y la salud de la población, para lo cual se tiene lo siguiente:

- a) Levantamiento topográfico de las posibles áreas para realizar los sembríos.
- b) Construcción del reservorio para almacenar agua de regadío.
- c) Facilidades para transferencia del agua de regadío.
- d) Optimizar el actual sistema de separación de efluentes
- e) Continuar el Programa de Monitoreo provisional de efluentes líquidos en los puntos donde exista mayor aporte de contaminantes.
- f) Los resultados de los análisis servirán para establecer Estándares de Emisión.
- g) Concluida la construcción de los sistemas de separación de hidrocarburos se iniciará el Programa de Monitoreo para establecer los Estándares Definitivos, utilizando la Guía de Procedimiento General para el Establecimiento de Estándares de Emisión.
- h) Para el caso de Emisiones Gaseosas, se recurrirá a terceros para cumplir con el programa de monitoreo.
- i) Se está programando habilitar y sembrar una parcela de 1 hectárea.
- j) Generación de energía eléctrica mediante un aerogenerador eólico.

En su primera etapa servirá para iluminar: Batería "L1", Garita de Control y dos (02)

pozos; en su segunda etapa, dotar de energía el funcionamiento de las instalaciones de los pozos, y en su tercera etapa, sacar agua de subsuelo para irrigación.

- k) Se Implementarán programas para desarrollar normas y procedimientos para cautelar la protección de la salud humana y la del medio ambiente. Adicionalmente se vienen tomando las siguientes acciones preventivas:
- (.) Capacitar al personal para evitar acciones contaminantes.
 - (.) Mantenimiento de válvulas, líneas de flujo, prensa estopas, tanques y medidores, para evitar fugas o derrames de hidrocarburos.
 - (.) Recuperación del petróleo existente en las cantinas o Chutes de los pozos.

8.1. PLAN DE MANEJO AMBIENTAL.

8.1.1 CRITERIOS GENERALES DE MANEJO AMBIENTAL.

Para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Campo, se tendrá en cuenta los siguientes principios:

Existe la obligación de subsanar en la medida de las posibilidades, todos los impactos ocasionados por las operaciones de explotación-producción de hidrocarburos en el Área.

De ahora en adelante todas las operaciones de explotación-producción serán efectuadas de acuerdo a los lineamientos técnico-legales que garanticen el buen manejo ambiental en el Campo.

Se establecerán políticas y procedimientos operativos con la finalidad de garantizar la continuidad de ejecución de los planes establecidos y su efectividad de preservación del medio ambiente.

8.1.2 MARCO LEGAL DE REFERENCIA.

La Norma legal principal es el "Reglamento Para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos", D.S. 048-93-EM.

Artículo 10° Incliso d).-Se tendrá que hacer un detallado Plan de Manejo Ambiental (P.M.A.) cuya ejecución evite sobrepasar los niveles máximos tolerables y disminuya a un nivel aceptable los efectos negativos previsibles.

Artículo 11°.-El PMA deberá contener las propuestas de los métodos y medidas a utilizarse, así como los límites de emisión a imponerse para aquellos casos que no cuenten con estándares fijados por la Autoridad Competente, para la eliminación y minimización de los desechos y desperdicios y la forma de minimizar sus efectos contaminantes.

Asimismo este Plan deberá determinar las mejores Prácticas Constructivas a aplicarse en cada caso, de modo de evitar la erosión y permitir una rápida recuperación del área que resulte afectada.

8.2. MANEJO DE DESECHOS.

CRITERIOS.

El enfoque en que se sustenta el Programa de Manejo de Desechos, es el de atenuación natural, basado en las premisas siguientes:

1. Los residuos o desechos presentan una amenaza para el medio ambiente durante cientos de años o más.
2. Las condiciones naturales podrán manejar el probable flujo de lixiviación de los residuos, el que se descargará lentamente hacia las aguas subterráneas.
3. A la fecha no se ha establecido ni garantizado la integridad a largo plazo de los sistemas de control ingenieril que es la alternativa a este enfoque de atenuación natural.

De manera general, todos los proyectos de hidrocarburos requieren una diversidad de materiales, los cuales generan desechos líquidos, sólidos o gaseosos (Efluentes ó emisiones). Algunos desechos pueden ser inocuos ó aún beneficiosos para el ambiente, sin embargo la mayoría tienden a ser peligrosos en diversas circunstancias.

Entre los principales desechos identificados en el Campo petrolero del Noroeste Peruano, tenemos:

1. Sólidos Orgánicos: mínima basura doméstica.
Los tanques son periódicamente limpiados, interlormente lo que se evita la formación de "borra".
2. Sólidos Inorgánicos: hay residuos secos de lodo, hay en poca cantidad tierra oleagínosa, la formación de parafina en el tubing no es severa.
3. Líquidos: En toda el área del Campo, se produce poca cantidad de agua de formación (66 BWPD); los fluidos utilizados en la acidificación de pozos son reducidos debido a que estos trabajos se realizan eventualmente.

8.2.1 MANEJO DE DESECHOS SOLIDOS ORGANICOS.

"Los desechos orgánicos serán procesados utilizando rellenos sanitarios, Inclineradores, biodegradadores u otros métodos ambientalmente aceptados" D.S. 046-93-EM, Art. 21.

Los desechos orgánicos, se presentan en forma mínima. Posible solución un pequeño relleno sanitario.

8.2.2 MANEJO DE DESECHOS SOLIDOS INORGANICOS.

8.2.2.1 BASURA INDUSTRIAL.

"Los desechos sólidos inorgánicos deberán ser reciclados o trasladados y enterrados en un relleno sanitario. Se prohíbe descargar en los ríos, lagos, lagunas, mar, o cualquier otro cuerpo de agua, basuras industriales o domésticas". D.S. 046-93-EM, Art.21.

Se presenta en el Campo, un mínimo de desechos sólidos inorgánicos. Posible solución un pequeño relleno sanitario en el área de "A2".

8.2.2.2 DESECHOS DE LODO.

"Las cantinas o depósitos de desechos de fluidos de perforación, deben ser construidas en terrenos con pendientes menores a 5%. Deben ser impermeables y tener diques en caso de existir riesgo de contaminación de las aguas subterráneas o superficiales. Se exceptúa las cantinas para agua dulce". D.S. 046-93-EM, Art.30 d.

8.2.2.3 DESECHOS OLEAGINOSOS Y TIERRA CONTAMINADA.

Las tecnologías disponibles son aplicables a la remediación de áreas contaminadas, producto de los desechos oleaginosos y tierra contaminada como resultado mínimo de derrames o fugas de petróleo.

8.3. MANEJO DE EFLUENTES LIQUIDOS.

" En las pruebas de producción, los volúmenes de agua producidos son almacenados en tinas o tanques. Antes de su descarga, el agua deberá ser tratada para bajar su contenido de hidrocarburos a fin de cumplir con la Ley General de Aguas, procediéndose a su disposición de la siguiente manera:

a.. En cuerpos acuáticos salobres sin ningún tratamiento adicional.

b. En cuerpos acuáticos de agua dulce, la velocidad de vertimiento no deberá generar concentraciones de cloruros mayores de 250 mg/litro en el cuerpo receptor". D.S. 046-93 E.M. Art. 36.

8.4. MANEJO DE EMISIONES GASEOSAS.

*Toda operación deberá contar por lo menos con un sistema de quemado de gases para emergencias (mecheros o flares) o un sistema de venteo que evite niveles de contaminación mayores a los establecidos en la Tabla N° 2°. D.S. 046-93-EM, Art. 24e.

En este punto en el Campo, el gas que se produce es de 185 MPC/D que debido al estado avanzado de depletación de los pozos, es que este gas que se produce es para el consumo de los motores de las unidades de bombeo mecánico en superficie.

8.5. PROCEDIMIENTO PARA MANEJO Y DESTINO DE DESECHOS.

Las operaciones de producción del Campo, actualmente no cuentan con una política de procedimientos para manejo de desechos, por lo tanto en esta parte del estudio no se detalla y solo se dan pautas para que dicha operación esté en cumplimiento con las normas del D.S. N° 046-93-EM.

A continuación, se presenta una descripción de los procedimientos adoptados para el manejo de residuos y desechos industriales. La tecnología seleccionada para estos fines estará basada en los requerimientos de las leyes peruanas así como en la disponibilidad de conocimientos técnicos pertinentes.

8.5.1 SOLIDOS ORGANICOS.

La basura doméstica conteniendo sustancias orgánicas se dispondrá en rellenos sanitarios constituidos por pozas de tierra, los que serán tratados periódicamente con bactericidas e insecticidas, a fin de controlar la propagación de gérmenes patógenos y también haciendo hincapié en que muy poca basura doméstica es la que se tiene en el Campo actualmente.

8.5.2 SOLIDOS INORGANICOS.

En el Campo, se tiene mínimos residuos secos de lodo de perforación, producto de las antiguas perforaciones que se han realizado a los pozos del Area.

La basura industrial compuesta de restos metálicos de las instalaciones de Baterías en desuso para transporte de crudo, trasladada y dispuesta en un sitio adecuado como un PATIO DE CHATARRA, que estará ubicado en la entrada al Campo (Por la tranquera en el área de "A2"-Alvarez 2).

8.5.3 DISPOSICION DE DESECHOS SOLIDOS PELIGROSOS.

Los restos de tierra oleagínosa (manchada de crudo) serán retirados de plataformas de pozos, baterías, rutas de oleoductos, de algunos tanques, etc, y dispuestos en pozas de tierra con fondo impermeabilizado tal como lo ilustra el Gráfico N° 1, y también es muy poco lo que se encuentra de tierra oleagínosa.

Los cortes de parafina de los pozos es debido a trabajos de Pulling en Servicios de Pozos que se realizan de vez en cuando, en los pozos del Campo, y lo que se saca no es mucho de la formación productiva que es de poco espesor. La borra de fondo de tanques, "sedimento" que esta considerado un effluente peligroso y que no hay todavía en el Campo, y donde se dispondran en pozas de tierra en que se recubrirá la tierra oleaginoso. Gráfico N° 1.

En el caso de encontrarse desechos sólidos considerados peligrosos tales como: borra de fondo de tanques, cortes de parafina y también restos de tierra oleaginoso (manchada de crudo), se tendrá la necesidad de disponer convenientemente dichos sólidos y para ello se construirá una "Poza para disposición de residuos peligrosos" (Landfilling) mostrado en el Gráfico N° 4. La misma tendrá las siguientes características y condiciones operativas:

Dimensiones	:	20 x 5 x 3 m.
Tipo	:	Rectangular.
Ubicación	:	Terreno plano, alejado de quebradas y cuerpos de agua.
Localización	:	Area de "A2"-Alvarez 2.
Impermeabilización	:	Manta geotextil ó concreto de cemento con 18 cm. de espesor recubriendo el fondo y las paredes de la poza.
Costo é Inspección	:	7,000 Dólares.
Contenido	:	Tierra oleaginoso + cortes de parafina + borra de los tanques de almacenamiento.

Propiedades físicas de los materiales para el dique de "Tierra Virgen", de 2 metros de espesor.

Porosidad	:	2% ó menos.
Textura	:	Franco arenoso.
Arena	:	74%
Limo	:	18%.
Arcilla	:	8%.
Color	:	Pardo grisáceo a gris claro.
Tamaño de los granos		
diámetro del material:		1/16 mm. a 2 mm.
Conductividad		
Hidráulica	:	1×10^6 cm/seg.

Los datos de las propiedades del suelo se encuentran en el Cuadro N° 8, Análisis de Suelos -Salinidad y en base a estudios geológicos del suelo.

8.5.4 LIQUIDOS.

El método a proponer para su disposición de agua de producción que es casi mínima y donde se tendrá en cuenta los siguientes puntos:

1. El agua efluente del Gun Barrel será tratada en pozas API para disminuir el contenido de aceites y grasas hasta 30 ppm o menos. Ver Gráfico N° 3, Diseño de la Poza API.
2. Si el tratamiento en las pozas API no lograra bajar el contenido de crudo residual al nivel anteriormente fijado, será tratada en pozas CPI o en Sistemas de Flotación por Aire a posteriori.
Los fluidos utilizados en trabajos de acidificación a la matriz y lavados ácidos, almacenados temporalmente en tinas de acero, neutralizados y trasladados a la batería más cercana para ser tratado en la poza API, con la finalidad de reducir el contenido de crudo residual, finalmente serán dispuestos junto con el agua de producción de dicha Batería.

8.5.5 GASEOSOS.

Los excedentes de gases es muy poco lo que se produce y esta más dedicado como combustible de los motores de las unidades de bombeo en superficie.

8.6. PROGRAMA DE MONITOREO.

El objetivo principal de un programa de monitoreo es el control de efluentes, cuya disposición está permitida por ley, pero que deben cumplir ciertos parámetros o "Límites máximos permisibles" de contaminación, por esta razón, dichos límites están dados por ley en el cuerpo receptor y no en el punto de emisión.

Igualmente, las emisiones de sustancias contaminantes como: residuos de fluidos de fracturamiento o acidificación u otros no requieren monitoreo. La solución para estas sustancias es propiciar su "degradación natural o inducida" en condiciones controladas y libres de riesgos de dispersión, tal como ocurre con los métodos de enterramiento, como también hay que resaltar su bajo costo.

Con el propósito de establecer una base de datos que permita establecer "Valores Máximos Permisibles" a adoptar para cada uno de los contaminantes existentes en el Campo, se presenta un programa de monitoreo que incluye puntos de muestreo previamente identificados, así como los métodos y análisis a utilizar.

De acuerdo a los siguientes pasos previos se presenta el programa de monitoreo para el Campo petrolero

1. Identificación de las fuentes de emanaciones de efluentes líquidos y gaseosos.
2. Identificación de los posibles puntos de muestreo para líquidos y gases.
3. Determinación de los efluentes con mayor grado de contaminación en líquidos y gases.

4. Selección de métodos y técnicas y análisis muestreo tanto de líquidos y gases.
5. Estudio de la frecuencia con que deben ser muestreados y analizados los efluentes.
6. En este programa se ha considerado también, la exposición del personal operativo a los contaminantes, así como las condiciones meteorológicas del lugar.

8.6.1 PROCEDIMIENTO DE MUESTREO.

Los procedimientos para la toma de las diferentes muestras serán los siguientes:

- a) Para efluentes Líquidos.
Las muestras de los efluentes líquidos serán recolectadas de acuerdo a la frecuencia que se señala y a los procedimientos de la "Standard Methods for the Examination of Water and Waste Water" 13ª Edición (1971) del American Public Health Association.
- b) Para Efluentes Gaseosos.
Las muestras serán analizadas "In situ" por equipos móviles y portátiles, teniendo cada equipo un dispositivo particular de muestreo.
- c) Para los Cuerpos Receptores.
Como único cuerpo receptor es el riachuelo que discurre por la Quebrada "SECA", lo consideramos dentro del programa de monitoreo para efluentes.

En el caso del aire se tomara las muestras a 300 metros de distancia de la fuente mayor de emisión en la dirección del viento y a 1.50 metros del suelo esto es con respecto al D.S. 046-93-EM.

Tipos de Contaminantes.

- a) Emisiones Gaseosas.
Los contaminantes de las emisiones gaseosas, son los que se tipifica en la Tabla N° 4 del D.S. 046-93-EM., y su existencia es muy poco.

Contaminantes en las Emisiones Gaseosas del Campo.

Contaminantes	Existentes en el Campo
Partículas en el Aire	X
Monóxido de carbono en el aire	X
Acido Sulfhídrico en el aire	X
Dióxido de Azufre en el aire	X
Oxidos de Nitrógeno en el aire	X
Hidrocarburos (no Metano) en el aire	X

b) Efluentes Líquidos.

Los contaminantes de los efluentes líquidos, son los que se tipifica la Tabla N°3 del D.S. 046-93-EM.

Contaminantes de los efluentes líquidos.

Contaminantes	Agua Producida.	Cuerpo Receptor.
Sólidos totales disueltos	X	X
Cloruros	X	-
Oxígeno Disuelto	-	X
Aceites y Grasas	X	X
Plomo (Pb)	X	X
Cadmio (Cd)	X	X
Bario (Ba)	X	X
Mercurio (Hg)	X	X
Cromo (Cr)	X	X

8.6.2 PUNTOS DE EMISION DE CONTAMINANTES.

Los principales puntos de emisión se identifican los siguientes:

1. Baterías "L1" (Area "A2"-Alvarez 2) y "L2" ("A1"-Carrizal 1).
2. Estación de Bombeo "R".
3. Manifolds de campo : "N1", "N2", "N3" y "N4".
4. Tanques de almacenamiento que drenan agua de formación

5. Equipos de Servicios de Pozos.
6. Desfogues de los pozos que no tienen cilindro de desfogue.

8.6.3 MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS Y GASES.

El Monitoreo de Efluentes líquidos y para gases, será determinado en base a los resultados del programa para la determinación de estándares de emisión.

8.6.3.1 PUNTOS Y FRECUENCIA DE MUESTREO PARA GASES.

Punto de Muestreo	En el Aire	Frecuencia
Bateria "L2"	X	Trimestral
MC - "N2"	X	Trimestral

8.6.3.1.1 PARAMETROS PRINCIPALES DE MONITOREO DE GASES.

Características	Aire
Partículas	X
Monóxido de Carbono	X
H ₂ S	X
SO ₂	X
NO _x	X
Hidrocarburos (no metano)	X

8.6.3.1.2 METODOS DE ANALISIS DE GASES.

Características	Aire
Partículas	EPA (Gravimétrico)
Monóxido de Carbono	Cromatografía
H ₂ S	Cromatografía
SO ₂	ASTM-D-3449
NOx	ASTM-D-3608
Hidrocarburos (no metano)	Cromatografía

8.6.3.2 PUNTOS Y FRECUENCIA DE MUESTREO PARA AGUA DE PRODUCCION.

Punto de Efluencia			Cuerpo Receptor		
Punto de Muestreo	(1)Salida Gun Barrel	Salida Poza API	Frecuencia	Poza de campo.	Frecuencia
MC-"N2"	X	-	Mensual	X	Mensual
Bat. "L1"	-	X	Mensual	X	Mensual

8.6.3.2.1 PARAMETROS PRINCIPALES DE MONITOREO DE LIQUIDOS.

Características	Agua Producción	Cuerpo Receptor
Caudal	X	
Temperatura	X	X
Ph	X	X
Conductividad	X	X
Solidos totales disueltos	X	X
Cloruros	X	
Aceltes y Grasas	X	X
Plomo (Pb)	X	X
Cadmio (Cd)	X	X
Barlo (Ba)	X	X
Mercurio (Hg)	X	X
Cromo (Cr)	X	X

8.6.3.2.2 METODOS DE ANALISIS DE LIQUIDOS.

Las muestras de las emisiones líquidas serán recolectadas de acuerdo a los procedimientos de la "Standard Methods for the Examination of Water and Waste Water" 13° Edición (1971) del American Public Health Association.

Características	Agua Producción	Cuerpo Receptor
Temperatura	EPA 170.1	-
Ph	ASTM-D-1293	ASTM-D-1293
Conductividad	ASTM-D-1225	ASTM-D-1225
Sólidos totales disueltos	ASTM-D-1888	ASTM-D-1888
Cloruros	ASTM-D-512	-
Aceites y grasas	ASTM-D-3921	ASTM-D-3921
Plomo (Pb)	P-224	Std.Meth. 3111B-C
Cadmio (Cd)	Std.Meth. 310-B	Std.Meth.3113-B
Bario (Ba)	-	Std.Meth.3111-D 3113-B
Mercurio (Hg)	Std.Meth. 320-B	Std.Meth.3112-B
Cromo (Cr)	ASTM-D-A687	Std.Meth.3111-B

8.6.4 PROGRAMA ACTUAL DE MONITOREO.

Se cuenta con un programa de monitoreo de efluentes líquidos es mensual y las emisiones gaseosas en forma trimestral

8.6.4.1 MONITOREO DE EFLUENTES LIQUIDOS.

Puntos de muestreo.

Se han realizado análisis de efluentes en lo que va del año 1,995 y que a continuación presentamos, el cuadro resumen de los resultados de los puntos de monitoreo (TABLA I).

Así como también se han realizado análisis de agua de producción de los puntos de muestreo, incluyendo la toma de muestras a nivel del riachuelo de la Quebrada "SECA" (Cuerpo Receptor) (TABLA II) que se encuentra adelante.

TABLA I.

PARAMETRO	MC-N1	MC-N4	BAT-L1	MC-N3	MC-N2	BAT-L2
pH	5.654	6.3	6.73	6.6	6.285	6.4
BICARB.	199.52	68.32	120.0	78.08	119.74	353.8
DUREZA	2502	4204.86	4350.2	4505.6	3465.5	3500
CLORUROS	15230	10600	12727	11400	15402	14300
DENSIDAD	1.022	1.016	1.0249	1.018	1.0218	1.0194
STD	26423	17281	26630	18656	25304	23426
ACEITES Y GRASAS	2240	9140	1100	7080	6430	1540
CONDUCT.	4.5454	3.4232	4.6070	3.3333	4.3478	—
CAUDAL	10	4	18	15	28	1
TEMPERAT.	80°F	80°F	80°F	80°F	80°F	80°F
PLOMO	-	-	-	-	-	0.08
CADMIO	-	-	-	-	-	0.132
CROMO	-	-	-	-	-	0.08

UNIDADES :

PLOMO, CADMIO, CROMO, BICARBONATOS, DUREZA, CLORUROS, STD,
 ACEITES Y GRASAS ESTAN DADAS EN mg/lt.
 CAUDAL EN bbl /día.
 DENSIDAD EN gr/cc.
 CONDUCTIVIDAD EN (ohm-mt)⁻¹.

8.6.4.2 ANALISIS DE AGUA DE LA QUEBRADA "SECA" (Cuerpo Receptor).

En esta Quebrada se han tomado muestras de agua para ser analizadas, donde los puntos son:

PRIMER PUNTO. (ENTRADA AL CAMPO DE ESTE A OESTE).

Objetivo Riachuelo de la Quebrada "SECA".
 Ubicación Frente al pozo XXX0-Area "A1"-Carrizal 1.

Segundo punto.

Objetivo Riachuelo de la Quebrada "SECA".
 Ubicación Frente al pozo XXX1-Area "A1"-Carrizal 1.

Tercer punto.

Objetivo : Riachuelo de la Quebrada "SECA".
Ubicación Altura del pozo XXX2-Area "A3"-Oveja 3

Cuarto punto. (Salida del Campo de Este a Oeste).

Objetivo Riachuelo de la Quebrada "SECA".
Ubicación A 900 metros del pozo XXX4-Area "A3"-Oveja 3.

En estos puntos de monitoreo se procede a recoger muestras de los fluidos (agua, petróleo y gas) producidos por los pozos.

A continuación presentamos, el cuadro resumen de los resultados de los puntos de monitoreo en la siguiente TABLA II

TABLA II.

PARAMETRO	1° Punto	2° Punto	3° Punto	4° Punto
pH	7,02	6,70	7,00	6,75
BICARB.	30,0	62,5	40,0	58,5
DUREZA	30,0	50,0	156,2	322,3
CLORUROS	212,76	265,95	531,9	797,85
DENSIDAD	0,99718	0,99929	1,00000	1,00142
STD	2240	2290	3980	5680
ACEITES Y GRASAS	0	10	20	50
ELECTRO-CONDUCT.	-67,2	-49,2	-68,8	-46,5
CAUDAL	0,002	0,0013	0,008	0,0000
TEMPERATURA	64°F	66°F	64°F	64°F

UNIDADES :

BICARBONATOS, DUREZA, CLORUROS, STD, ACEITES Y GRASAS

ESTAN DADAS EN mg/lt.

ELECTROCONDUCTIVIDAD EN (millivoltios).

CAUDAL EN $mt^3/min.$

DENSIDAD EN gr/cc.

Los resultados obtenidos del análisis químico indican que el agua del riachuelo de la Quebrada "SECA", no se encuentra contaminada, como consecuencia de la Explotación de Hidrocarburos en el Campo petrolero.

8.6.5 ESTANDARES DE EMISION DE EFLUENTES.

Existen estándares oficiales parciales, para el control de contaminantes nacionales referentes a los efluentes líquidos, en las actividades de los hidrocarburos.

8.6.5.1 ESTANDARES AMBIENTALES PARA EL AIRE.

Sólo para cuerpo receptor caso el aire en donde se estipula en el D.S. 046-93-EM, Tabla N° 2.

TABLA 2
Concentración Máxima aceptable de Contaminación en el Aire.

PARAMETRO	LIMITES
Contaminantes Convencionales.	RECOMENDADOS
Partículas, promedio 24h	120 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Monóxido de Carbono, promedio 1h/8h	35mg/m ³ / 15mg/m ³
Gases Ácidos	
Acido sulfhídrico (H ₂ S), promedio 1h	30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Dióxido de Azufre (SO ₂), promedio 24h	300 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Oxidos de Nitrógeno (NO _x), promedio 24h	200 $\mu\text{g}/\text{m}^3$
Compuestos Orgánicos	
Hidrocarburos, promedio 24h	15000 $\mu\text{g}/\text{m}^3$

Con el objeto de estandarizar la composición del gas y los contaminantes, los objetivos de emisión se expresan en relación a los metros cúbicos secos de gas de combustión a 25 °C y 101.3 Kpa (presión atmosférica) y 11% de oxígeno en el gas de salida.

8.6.5.2 ESTANDARES AMBIENTALES PARA LIQUIDOS.

Por lo tanto, se han fijado valores máximos para efluentes líquidos, los mismos que indicamos las referencia, la Pre-Publicación D.S. 046-93-EM y la Ley sobre la polución de las aguas del 19 de mayo de 1,976 de Italia.

Contaminantes.	Dispositivo legal.	Valores máximos en el Cuerpo Receptor
PH	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 2.	6-9.6
Temperatura.	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 2.	Un Incremento < 3°C.
Solidos totales disueltos	Ley sobre la polución de las Aguas del 19 de mayo de 1,976.	200 mg/l.
Cloruros	Ley sobre la polución de las Aguas del 19 de mayo de 1,976.	1,100 mg/l.
Oxígeno Disuelto	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 2.	> 3.5 mg/l.
Acetres y Grasas	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 2.	< 15 mg/l.
Plomo (Pb)	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 3.	5 mg/l.
Cadmio (Cd)	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 3.	0.2 mg/l.
Barlo (Ba)	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 3.	20 mg/l.
Mercurio (Hg)	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 3.	0.01 mg/l.
Cromo (Cr)	Pre-Publicación D.S. 046-93 TABLA N° 3.	1 mg/l (hexa) 5 mg/l (triva)

8.6.6 PROGRAMA DE VIGILANCIA AMBIENTAL.

Se procederá de acuerdo a los planes para el control del cumplimiento de las actividades ambientales, y será a través del Programa Anual de Fiscalización a efectuar por las empresas auditoras encargadas por la D.G.H. y la D.G.A.A. del Ministerio de Energía y Minas y en base a los cuestionarios anuales respectivos.

Responsabilidades.

Las responsabilidades corresponden a la alta Dirección de la Empresa y su correspondiente Unidad de Protección Ambiental.

8.7. INVERSIONES PARA EL MEDIO AMBIENTE.

8.7.1 CRONOGRAMA DE INVERSIONES PARA EL CONTROL AMBIENTAL.

En el Cuadro siguiente se tiene las Inversiones ambientales para un periodo de 7 años Las acciones a tomar referidos al Control Ambiental en el Campo de la Contratista "MIXTA" ubicado en el Noroeste Peruano, el cual asciende a \$ 138 000,00

CRONOGRAMA DE INVERSIONES PARA EL CONTROL AMBIENTAL..

ACCIONES A TOMAR	M US \$/Año.							INVERSION POR RUBRO
	1°	2°	3°	4°	5°	6°	7°	
Construcción de bases de cemento para tanques, tinas, etc.	5.0	4.0	4.0					13.0
Pintado de las instalaciones, Tanques, Gun Barrel, etc.	2.5			2.5			2.5	7.5
Construcción de 2 Pozas API	4.0	4.0						8.0
Construcción de carteles alusivos al medio ambiente.	1.0							1.0
Equipos de Laboratorio para análisis de agua, aire. Monitoreo	7.0	6.0	6.0	6.0	6.0	5.0	5.0	41.0
Sembríos de 1 há de área verde.	5.0		5.0		5.0			15.0
Traslado de chatarra y tierra contaminada.	1.5	1.0	1.0					3.5
Elaboración y Evaluación de Planes, Programa, Estudio, Manuales, etc.	2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	11.0
Capacitación ambiental para el personal de la Empresa.	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	3.5
Instalación de cilindros de desfogue.	0.5							0.5
Construcción de sistemas de encauzamiento: Baterías		4.0						4.0
Instalación líneas conexión a tierra para UBM, bombas		0.5		0.5				1.0
Construcción de una poza para desechos peligrosos	7.0							7.0
Ubicación y demarcación de sitios arqueológicos.		1.0						1.0
Construcción de 2 pozas de tierra disposición (agua producida).	1.5	1.0						2.5
Construcción de 1 poza para desechos no peligrosos.	2.0	1.5						3.5
Generación de Energía Eólica.	8.0		7.0					15.0

ACCIONES A TOMAR	M US \$/Año.							INVERSION POR RUBRO
	1°	2°	3°	4°	6°	7°		
INVERSION TOTAL POR AÑO.	47.5	25.0	25.0	11.0	13.0	7.0	8.5	138.0

La implementación de las soluciones propuestas y programadas desde el 1° al 7° año..

9. PLAN DE ABANDONO.

9.1. DEFINICION.

Es el conjunto de acciones para abandonar un área o Instalación. Este incluirá medidas a adoptarse para evitar efectos adversos al medio ambiente por efecto de los residuos sólidos, líquidos o gaseosos que pueden existir y puedan aflorar en el corto, mediano o largo plazo.

9.2. MARCO LEGAL DE REFERENCIA.

De acuerdo al D.S. 046-93 EM en su Art. 56 que dice: "Dentro de los 45 días calendario a partir de la fecha en que el responsable de un proyecto u operador haya tomado la decisión oficial de terminar sus actividades de hidrocarburos, este se deberá presentar ante la Autoridad Competente un Plan de Abandono del área, coherente con el o los presentados en los EIA o PAMA respectivamente, debiéndose observar el siguiente trámite:

- a) Teniendo en cuenta el uso que se le dará posteriormente al área las condiciones geográficas actuales y las condiciones originales del ecosistema, propondrá las acciones de descontaminación, restauración, reforestación, retiro de instalaciones y otras, que sean necesarias para abandonar el área, así como el cronograma de ejecución.
- b) La DGH en un plazo no mayor de 45 días calendario deberá emitir resolución, la cual podrá ser de aprobación o no. De no emitirse resolución alguna, se dará por aprobado el plan. En el caso de la no aprobación el responsable tiene un plazo de 45 días calendario para revisar el Plan de Abandono y la Autoridad Competente tendrá un plazo de 45 días calendario para emitir nueva resolución dictando en última instancia las acciones adicionales que deberá ejecutar el responsable para abandonar el área, así como, el plazo de ejecución del plan de abandono.
- c) La verificación del cumplimiento del Plan de Abandono será efectuado por un auditor registrado en la DGH; el mismo que emitirá un Informe a la Autoridad Competente.
- d) En el caso de que el responsable de un proyecto u operador haya emitido cartas de crédito de fiel cumplimiento del Plan de Abandono, este no podrá retirarlas hasta que la Autoridad Competente de por aceptado como conforme el Informe del auditor referente al abandono del área."

Del D.S. 055-93 EM, en el Art. 186 que dice: "En el caso de Abandono del pozo signifique abandono del área, será de aplicación del artículo N° 56 del DS 046-93 y seguirá el Procedimiento Administrativo contenido en el Texto Unico TUPA DS 003-93 ME o al que lo sustituya.

9.3. CRITERIOS PARA EL PLAN DE ABANDONO.

El principio que gobierna el Plan de Abandono, es aquel que compromete, en establecer acciones de reacondicionamiento y restauración de las zonas perturbadas por sus actividades a una condición ambientalmente aceptable, hasta donde sea práctico.

9.4. PROPUESTA AMBIENTAL.

Todas las medidas que se adopten en el Plan de Abandono tenderán a devolver las condiciones que originalmente se encontraban en el medio ambiente antes del inicio de las actividades extractivas, así como de la situación que se presenta actualmente en el Campo petrolero del Noroeste Peruano.

9.5. PRINCIPALES PUNTOS EN EL PLAN DE ABANDONO.

El trabajo se presenta y describe de acuerdo a los siguientes puntos:

1. En primera Instancia se dan las etapas más importantes a llevar a cabo como son el Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos conjuntamente con el Reglamento para la protección ambiental en las Actividades de Hidrocarburos y que se verán desde el punto de vista de conservación ambiental.
2. La metodología de Recuperación del lugar, en base a evitar la contaminación de las aguas aledañas al área como las quebradas, por otra parte la repoblación vegetativa con plantas menores y la reforestación con especies forestales adecuadas a las condiciones del área. Aquí se incluye un cronograma de actividades a realizar durante los meses siguientes, hasta llegar a los siete años, momento en que se procede a la primera ralea, para optimizar el desarrollo de la materia forestal.
3. Nuestra metodología de cálculo como técnicas de muestreos y parámetros que deben ser analizados para la determinación de los niveles de contaminación, comparados con las Normas Nacionales é Internacionales. (OMS, OPS, EPA, ISO).

9.5.1 REQUERIMIENTOS.

Los requisitos mínimos recomendados para un programa de abandono de instalaciones de una operación petrolera, son los siguientes:

1. Desarrollo de un Plan de Abandono.
2. Trasladar y proteger todas las estructuras sobre y bajo tierra.
3. Traslado, corrección o aislamiento seguro de materiales contaminados.

4. Monitoreo de los recipientes de contaminantes.
5. Limpieza del sitio aún nivel que proporcione protección ambiental a largo plazo.
6. Reacondicionamiento de zonas perturbadas.
7. Presentación del informe a la entidad correspondiente.

9.5.2 SECUENCIA DE LA ACCION.

A continuación se desarrolla una guía para la terminación de actividades o el retiro de servicio de las diferentes clases de instalaciones inherentes a la actividad petrolífera en la etapa de explotación-producción, con la finalidad de asegurar el cumplimiento de la reglamentación ambiental existente.

9.5.2.1 PLATAFORMAS DE PERFORACION DE POZOS PRODUCTORES.

En este tipo de instalaciones para el desarrollo de actividades de perforación, completación y mantenimiento de la producción, hasta su abandono. Se considerara las siguientes operaciones:

Los pozos deberán ser abandonados con tapones de cemento colocados de acuerdo a los procedimientos normados por el DS 055-93-EM, Art. 174 al 186, y el DS 046-93-EM, Art. 56.

El cabezal de pozo deberá ser retirado de acuerdo a las indicaciones del DS 055-93-EM, Art. 184 y descrito anteriormente.

La poza de desechos de fluidos de perforación debe ser cubierta, utilizando para tal fin el sepultado poco profundo. Se considera sepultado poco profundo debido a que no existen freáticos importantes en mayor parte del Campo.

9.5.2.2 BATERIAS Y MANIFOLDS DE CAMPO.

En este tipo de instalaciones se desarrollan actividades de recolección, separación de fluidos, limpieza, medición y almacenamiento de crudo, hasta su abandono en el lugar o su retiro a otra ubicación, para lo cual se debe considerar las disposiciones del DS 052-93-EM, Art. 118 al 121, mediante las operaciones siguientes:

Las tuberías y líneas de flujo aéreas, en caso de ser abandonadas, deben ser inspeccionadas para constatar que no tengan fugas.

Las tuberías y líneas de flujo subterráneas deben ser en lo posible removidas, si son removidas no deberán ser drenados y purgados obligatoriamente. Si no se retiran las tuberías, estas deberán ser selladas apropiadamente en sus extremos.

Los tanques sobre superficie abandonados deberán ser drenados, purgados y desgasificados.

Los residuos líquidos serán recolectados y enviados a instalaciones para su tratamiento.

La zona de los tanques de almacenamiento será inspeccionada para detectar pérdidas o derrames. El agua contaminada, producto del retiro de instalaciones, deberá ser tratada para separar los hidrocarburos remanentes, antes de ser eliminadas.

9.5.2.3 OLEODUCTOS Y TUBERIAS DE RECOLECCION DE HIDROCARBUROS.

Los oleoductos y tuberías de recolección han sido usadas para transportar petróleo crudo y gas, hasta su abandono en el lugar o su retiro a otra ubicación mediante las operaciones siguientes:

Todas las líneas de flujo y las tuberías deben ser inspeccionadas para evitar pérdidas si es que van a abandonar el lugar.

Cuando las líneas han tenido pérdidas o han contaminado el área circundante deberán ser drenadas y purgadas de vapores, gases, crudo antes de ser desconectadas y removidas del sitio.

9.5.2.4 CAMINOS DE ACCESO.

Los caminos y carreteras han sido usadas para acceder a las diversas áreas de operaciones, hasta el abandono de dichas operaciones. El retiro de servicio de las carreteras será efectuado de acuerdo a los lineamientos siguientes:

Restaurar los cauces de drenaje natural que por efecto de la construcción de la carretera puedan haberse obstruido o cortado.

Los caminos que no vayan a ser utilizados en el futuro, deberán ser bloqueados a fin de encausar el tránsito por el adecuado número de vías, con la consiguiente disminución del uso de la tierra. Además esta limitación disminuirá sustancialmente la contaminación por basura, residuos de combustible y aceites, arrojados por los trabajadores que laboran en el Campo, como de las empresas que hagan servicio de pozos.

9.5.3 RESTAURACION DE AREAS CONTAMINADAS.

La contaminación que origina la industria petrolera en el área de explotación proviene principalmente de la boca del pozo, ductos, Manifolds de Campo, Baterías y fugas accidentales por rotura de líneas. Las actividades de esas instalaciones generan desechos que pueden contaminar el agua y terrenos cubiertos por vegetación. Es por eso que se debe empezar a aplicar medios que permitan reducir al mínimo las afectaciones por contaminación en todas sus zonas de explotación. Asimismo, restaurar las áreas contaminadas a fin de restituir la tierra o cuerpos de agua a su uso original.

LA RESTAURACION se ejecuta siguiendo un procedimiento de actividades (Ver Fig. 1) aplicables en todos las áreas.

En primer lugar se efectua un inventario de áreas contaminadas a fin de determinar el número de cantinas de la boca del pozo que deben taparse, terrenos contaminados con crudo compacto o reciente que deben restaurarse y cuerpo de agua que hay que sanear.

De los diferentes inventarios se definen prioridades en función del uso de la tierra. Seguidamente se establecen programas de trabajo para recuperar el crudo, disponer adecuadamente del agua salada o realizar los movimientos de tierra necesarios.

9.5.4 DESCONTAMINACION.

En el caso de los hidrocarburos, el suelo es permeable a los mismos, los cuales contaminan las aguas que se encuentran en las capas freáticas. En algunos casos quedan residuos de petróleo sobre la superficie de la tierra ocasionando la destrucción de la vida vegetal y animal si la hubiera. Y uno de los cambios es la variación de su pH en el suelo de acuerdo al contaminante.

Por lo cual se deberá definir el tamaño de muestra, número de sitios de muestreo y el valor de salinidad (para el cálculo de la lámina de lavado) que minimizarían la contaminación y por lo tanto la recuperación de los suelos mediante lavado.

En el subsuelo se presenta bajo diferentes clasificaciones, en aguas subterráneas y como componentes de rocas.

El vapor de agua de las nubes se condensa engendrando las "precipitaciones" bajo formas de lluvias.

En el suelo una parte de las precipitaciones se escurre hacia las redes hidrográficas, llenando los océanos o lagos, ríos.

9.5.5 REFORESTACION.

La explotación de la tierra sin tomar en cuenta las técnicas de conservación adecuadas, acelera el lavado de los nutrientes y origina la erosión por el viento o el agua.

Frente a este problema, se plantea la reforestación como alternativa por el cual evite la desaparición de nuestra flora y a su vez evitar efectos colaterales que afectan los microclimas de la zona.

9.5.5.1 OBJETIVOS.

Los objetivos que se persiguen con la reforestación es darle al área recuperada un valor mayor en lo que respecta al fondo forestal del que se encontró en el estado inicial. Para alcanzar este objetivo se trabaja bajo la alternativa "Igual que" o " mejor que" o sea dejar el área igual o como estaba o mejor de como esta.

9.5.5.2 ESPECIES QUE PUEDEN PLANTARSE.

Entre las principales especies vegetales mencionaremos a:

NOMBRE VULGAR	NOMBRE CIENTIFICO	OBSERVACIONES
Algarrobo	PROSOPIS JULIFLORA.	Especie nativa de la zona crece bien en dichos suelos.
Hualtaco	LAXOPTERIGUIUM. HUASANGO	Especie nativa de la zona, crece bien en dichos suelos.

10. PROGRAMA DE INFORMACION, SEGUIMIENTO Y CONTROL.

10.1. CRITERIOS.

Todas las acciones de remediación contemplados en el presente estudio, deberán tener una continuidad de ejecución en el tiempo, con la finalidad de obtener su máximo beneficio y el cumplimiento de las disposiciones y normas ambientales vigentes. Por esta razón es imprescindible ejecutar un Plan de Seguimiento, encargando de preferencia esta labor de fiscalización tanto a los responsables del Campo, como de las fiscalizadoras de la DGH.

Los criterios considerados para el Programa de Seguimiento son los siguientes:

1. Verificación del cumplimiento del Programa de Adecuación propuesto.
2. Evaluación de las soluciones propuestas y que cumplan su cometido, principalmente en lo relacionado a los estándares de emisión.
3. Información Periódica a las autoridades y entidades pertinentes.

10.2. PROCEDIMIENTOS.

El procedimiento que se seguirá para el control del cumplimiento de las actividades establecidas, será a través de:

1. Control Interno.
2. Reporte mensuales por parte de los responsables de las actividades desarrolladas.
3. Programa Anual de Fiscalización en base a los Cuestionarios de la Dirección General de Hidrocarburos y la Dirección General de Asuntos Ambientales del Ministerio de Energía y Minas.

10.3. RESPONSABILIDADES.

Los responsables son el Superintendente de Operaciones y el Jefe de la Unidad de Protección Ambiental del Campo.

11. IMPACTOS AMBIENTALES POSITIVOS EN EL CAMPO.

Dentro de los aspectos beneficiosos, el desarrollo energético (Explotación petrolera) en el Campo reduce presiones sobre los recursos naturales, en particular árboles y cobertura de arbustos, mejorara el medio ambiente al desarrollar planes y acciones concretas reales y detalladas de: prevenir, mitigar y eliminar los impactos negativos que se producen en las operaciones petroleras del Area; así como también rehabilitar y recuperar áreas contaminadas.

Otro de los aspectos que se debe señalar es que provee empleos, para mejorar la calidad de vida de las personas en forma directa y en forma indirecta a la Región por los ingresos que perciben.

También debe señalarse las mejoras en la Infraestructura y otras instalaciones del Campo, proporcionándole seguridad al personal, mejor rendimiento en la Producción; y mejorar el paisaje del Campo petrolero.

Con lo cual la explotación petrolera en el Campo, se mantiene la concepción estratégica de lograr una explotación técnicamente eficiente, económicamente rentable, segura y ambientalmente viable.

12. PLAN DE CONTINGENCIA.

- Definición.
- Objetivo Específico.
- Marco Legal de Referencia.
- Plan de Acción.
- Apreciación de la Situación.
- Determinación de Riesgos, en el Plan de Contingencia.
- Contenido del Plan de Contingencia.
- Medios y Equipos.
- Servicios.
- Recursos de Especial Sensibilidad.
- Entorno Institucional.
- Plan de Contingencia en Emergencia (Caso de Incendios).
- Plan de Contingencia para casos de Sismos.
- Plan de Contingencia para casos de Lluvias.
- Consideraciones Finales.

DEFINICION.

"Es aquel plan elaborado para atacar derrames de petróleo y otras emergencias tales como incendios y desastres naturales. Por lo menos debe incluir la siguiente información.

El procedimiento de Notificación a seguirse para reportar el incidente y establecer una comunicación entre el personal del lugar del derrame/emergencia y el personal ejecutivo de la instalación, la DGH y otras entidades según se requiera.

1. Una descripción general del área de operaciones.
2. Una lista de los tipos de equipos a ser utilizados para hacer frente a las emergencias.
3. Una lista de los contratistas que se consideran forman parte de la organización de respuesta, incluyendo apoyo médico y otros servicios de Logística.
4. Procedimiento para el entrenamiento del personal en técnica de emergencia y respuesta.

OBJETIVO ESPECIFICO.

Organizar y dirigir un grupo de personas tanto de la empresa como de otras instituciones, para hacer frente, oportuna y adecuadamente los derrames de petróleo y otras emergencias, tales como incendio, lluvias y sismos en el Campo, ubicado en Talara.

El principal Objetivo Implícito de toda acción es la salvaguarda de la vida humana y de la naturaleza.

MARCO LEGAL DE REFERENCIA.

De acuerdo con el D.S. 046-93 EM referido al Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos que en su Artículo N° 23 del Título V "Disposiciones aplicables a todas las Fases"; que dice: El Responsable de las Actividades por Hidrocarburos deberá presentar a la DGH un Plan de Contingencia para Derrames de Petróleo y Emergencias el cual será actualizado por lo menos una vez al año. Todo personal deberá recibir entrenamiento sobre este Plan, dejándose registrado los resultados del entrenamiento. El Plan deberá contener información sobre las medidas a tomarse en caso de producirse un derrame, explosiones, accidentes, incendios, evacuaciones, etc. El Plan deberá contener información sobre procedimientos, personal y equipo específico para prevenir, controlar y/o limpiar derrames de petróleo o productos químicos. Además, el Plan deberá contener una lista de equipos y procedimientos a seguir para establecer una comunicación sin interrupción entre el personal, los representantes gubernamentales, la DGH y otras entidades estatales requeridas.

PLAN DE ACCION.

- 1.- Organización.
- 2.- Procedimiento.
- 3.- Respuesta.

Derrames en el suelo del Campo.

El petróleo, es un recurso natural no renovable, el cual penetra al suelo por efectos de la gravedad y de la capilaridad.

El grado de penetración depende tanto de las características del producto derramado como de las del suelo. Los petróleos de baja densidad y los suelos de grava y/o cascajo, incrementan el grado de penetración. En la práctica, los crudos de alta viscosidad, así como los fuel oils parafínicos, no penetran al suelo en forma significativa.

En suelos homogéneos, el grado de penetración depende en gran medida del tiempo de permanencia del petróleo sobre el mismo, de la temperatura ambiente, de la radiación solar incidente y de la profundidad de la piletta que se forma, ya que el grado de penetración aumenta cuando aumenta la presión estática.

Derrames en cursos de agua.

Son los casos en los que es más extensa la contaminación que produce un derrame. Por tal motivo, cuando suceden, es esencial reducir el tiempo de respuesta.

Además, antes de la ocurrencia de un derrame, teniendo en consideración las características del escenario, equipos y medios humanos disponibles, se elegirán las zonas de sacrificio a utilizar en esos casos.

Las así llamadas, áreas de sacrificio, son aquellas de baja sensibilidad y de bajo valor, que elegimos a propósito para proteger a otras áreas más sensibles y más valiosas. Para la más eficaz acción de control de un derrame, es muy importante la correcta elección de una o más de ellas. Las características que debe tener son:

Que tenga accesos fáciles, tanto desde tierra como desde el agua.

Que estén lo más lejos que sea posible de áreas de especial sensibilidad, tales como crias (lugareños que vive en el Campo).

Que tengan superficie suficiente como para almacenar los residuos oleosos recogidos, así como su pretratamiento antes de ser transportados a sus lugares de disposición final.

Por último, su uso debe ser consensuado con las autoridades jurisdiccionales, ya sean ellas regionales, municipales o provinciales de Talara.

Demás esta decir que, una vez terminadas las operaciones de limpieza, deben ser ellas también restauradas a su condición original.

Es en este tipo de situaciones, es decir, cuando se deben usar los equipos y los recursos humanos en condiciones límite, es muy importante la capacitación en el campo.

Si ocurriese un derrame de petróleo.

Recordar:

- Prestar primordial atención al aspecto seguridad.
Impedir el acceso, al área contaminada, de vehículos o de cualquier otra fuente de ignición.
Contar con asistencia policial y de bomberos.

Recuperación.

Propósito:

Remover el petróleo de los lugares afectados por el derrame y reciclarlo en el mayor grado posible.

Equipos y materiales.

- Bombas de transferencia y/o cisternas.
Volquetes y contenedores, incluso equipos para su transporte.

Recordar.

La recuperación debe efectuarse lo antes posible, a fin de disminuir la penetración en las superficies afectadas.

APRECIACION DE LA SITUACION.

La elaboración de todo Plan requiere una previa apreciación de la Situación. Ella involucra el análisis que permita determinar que la acción a planificar responde a tres principios básicos:

- a) Factibilidad del Objetivo.
- b) Economía de la acción.
- c) Condiciones Iniciales favorables.

Factibilidad del Objetivo.

Parece obvio recalcar la necesidad de determinar si el logro de un Objetivo propuesto es Factible o no. No obstante es necesario hacerlo por cuanto es esta la condición sine qua non del éxito o fracaso, de lo planificado.

Economía de la acción.

El precio del Objetivo esta fijado por el interés de su logro. El costo de las acciones, tanto en lo referido al monetario como al de los esfuerzos humano, debe regirse por este principio.

La premisa establecida nos permite precisar que el análisis de la Economía de la acción esta referido a establecer, primero, el justo valor del Objetivo y luego, la adecuada administración de los medios, tanto los materiales como los humanos.

Condiciones Iniciales favorables.

Esta fase de la planificación requiere establecer si el entorno y los medios disponibles propios y ajenos accesibles, son aptos, suficientes y coadyuvantes para las tareas que requiere el logro del Objetivo. Si del análisis surge que no lo son, pasar entonces al análisis de los emprendimientos necesarios para lograrlo.

Es evidente que algunos pueden ser desfavorables y/o de imposible modificación, por ejemplo, el meteorológico. No obstante es necesaria su consideración para la previsión de su ocurrencia.

DETERMINACIÓN DE RIESGOS, EN EL PLAN DE CONTINGENCIA.

Asimismo, la imprescindible Determinación de Riesgos previa a la elaboración del Plan de Contingencia facilita, no solo su elaboración, sino también la toma de decisión respecto al alcance del Objetivo.

La Evaluación y Administración del Riesgo nos provee, en valores relativos, de un ranking del riesgo de probables contingencias y facilita la toma de decisión, en cada una de ellas, para asumir:

- Reducción Nula de Riesgo.
- Riesgo Cero.
- Riesgo tan Bajo como sea Practicable.
- Mejor Tecnología Disponible.
- Mejor Tecnología Prácticable.

Resumiendo, la Determinación de Riesgos nos provee, para la elaboración del Plan de Contingencia, la pauta del riesgo a asumir y de los medios humanos y materiales a proveer.

CONTENIDO DEL PLAN DE CONTINGENCIA.

El Plan debe ser lo más completo posible a fin de evitar pérdidas de tiempo ante la necesidad de consultar otras publicaciones.

Tareas concurrentes.

Las tareas concurrentes genéricamente se agrupan en tareas de:

- a) Contención.
- b) Recolección.
- c) Limpieza.

Su consideración es imprescindible en la planificación de los recursos humanos y materiales a disponer en el Campo.

Puesta en vigencia del Plan.

Con fecha cierta, y firmado por la autoridad empresarial responsable.

Plan de llamada de emergencia.

Se indicará la prioridad secuencial en el que deben ser informadas las autoridades, empresas e Institucionales y la información a transmitir.

Se indicará quien es el responsable de la ejecución del Plan de llamada.

Se agregarán todas las indicaciones que se estimen necesarias, con la consideración que el Plan de llamada es un plan contribuyente cuya ejecución no debe interferir con la acción operativa que ocasiona la contingencia.

A continuación se agregará el listado telefónico de las autoridades en este caso de: Defensa Civil, Hospital, Bomberos, Policía, Municipales, etc.

El listado deberá contener:

Cargo del destinatario.

Destinatario (Nombre y Apellido).

Dirección particular (Solo autoridades).

Teléfono de la oficina.

Teléfono particular.

La información de la contingencia debe ser breve y contener la siguiente información.

- a) Que ocurrió.
- b) Donde ocurrió.

- c) Cuando ocurrió.
- d) Si hay heridos.
- e) Acciones Iniciales adoptadas.

Rol de Funciones de Personal de Respuesta en el Campo:

- . Jefe del Grupo de Respuesta.
- . Supervisor de Contención.
- . Supervisor de Recuperación.
- . Supervisor de Comunicaciones.
- . Asesor de Productos Químicos.

Tomado conocimiento de la contingencia, el Jefe del Grupo de Respuesta dispondrá, de acuerdo con el tipo y magnitud de la contingencia, que puestos del Grupo de Respuesta serán cubiertos.

El Rol de Funciones de cada Integrante del Grupo de Respuesta estará dividido en las funciones de:

- . Inicialción.
- . Diarias.
- . Periódicas.
- . Finalización.

Plan de evacuación de heridos.

Preverá la evacuación terrestre y aérea. Será completo en sí mismo, conteniendo la totalidad de la información necesaria para su ejecución.

Plan de comunicaciones.

Deberá contener el listado de corresponsales, medios y frecuencias. Deberá contar con alternativas en previsión de inconvenientes.

Planes de Contingencia específica.

Se confeccionarán planes para cada una de las contingencias probables, por ejemplo:

- . Incendio en Instalaciones (N° pozo).
- . Descontrol de pozo (Blow-out).
- . Seguridad.

Los mismos contendrán:

- Estrategia (Secuencia de prioridades).
- Consultar (Información contenida en el Plan).
- Acciones (Tareas a realizar).

Consideraciones en la elaboración del plan de contingencia.

Propósito.

El Plan de Contingencia es una guía de las principales acciones que deben tomarse en una contingencia, cuando la presión y confusión del momento no dejan mayor tiempo para la reflexión.

Ambito geográfico.- El Ambito Geográfico de un Plan de Contingencia es el área que puede ser contaminada por la mayor contingencia posible.

Lugares de primordial protección.

Lugares de interés que puedan ser contaminados en el Campo, por la contingencia.

Cursos de agua en la Quebrada "Seca" del Campo. Napas freáticas de la Quebrada "Seca".

Producto contaminante.

Conocimiento más inmediato posible del producto contaminante.

Tiempo de respuesta.

Menor tiempo de respuesta posible. Esto es de particular importancia en la previsión de la Alarma, del Plan de Llamada, la planificación del Rol de Funciones y del Adiestramiento.

Rol de funciones.

Prever que la contingencia puede producirse en un horario de trabajo de 7 am. a 3 pm ; 3 pm. a 11 pm. y de 11 pm. a 7 am. con personal reducido.

Adiestramiento.

El adiestramiento debe ser permanente y actualizado ante la incorporación de nuevas técnicas y/o equipos. Deben preverse situaciones periódicas y, de ser ello posible, simulaciones.

Toma de decisiones.

Son de particular utilidad las guías de secuencia para la toma de decisiones.

MEDIOS Y EQUIPOS.**- Medios Terrestres:**

- . Camiones tanque.
- . Camiones volcadores.
- . Camiones playos y porta contenedores.
- . Maquinaria Vial:
- . Tractor, Volquetes y grúas.
- . Transporte de personal.
- . Vehículos todo terreno.

Medios Aéreos:

- . Helicópteros.

Facilidades de recepción.

- . Tanques.
- . Piletas rápidas (CONTENEDORES).

Equipos.

- . Mangueras.
- . Carro rociador.
- . Equipo de comunicaciones.
- . Equipo varios (Ropa de agua y trabajo, botas, cepillos, piletas rápidas, jabones, detergentes, artículos de limpieza, guantes, linternas, pilas, faroles, etc).

SERVICIOS.**Empresas de servicios:**

- Servicios de vigilancia.

Herramientas de laboreo de suelos.
 Servicios hospitalarios y guardias médicas.
 Ambulancias (terrestres y aéreas).

RECURSOS DE ESPECIAL SENSIBILIDAD.

Recursos Naturales.
 Terrestres.
 Aves.
 Especies en peligro de extinción.
 Reservas naturales.

ENTORNO INSTITUCIONAL.

Autoridades:

Provincial : Talara.
 Defensa Civil.
 SEDAPIURA.
 Bomberos.
 Electricidad.
 Municipio.
 Fuerzas Armadas y Policiales.

Medios de Difusión: Radios, Revistas, Diarios, etc.

Otras Empresas Petroleras: Perez Compac, GMP, Sapet, Dowell, Halliburton, Petrotech.

PLAN DE CONTINGENCIA EN EMERGENCIA (CASO INCENDIOS).

Ante esta situación mencionaremos los principales lineamientos en el plan de contraincendio:

- a. Descripción de responsabilidades de las unidades y participantes.
- b. Distribución de los equipos y accesorios de contraincendio en las instalaciones.
- c. Dispositivos de alarmas y acciones para casos de emergencia.
- d. Dispositivos de evacuación para el personal, evaluación interna y externa.
- e. Organigrama de conformación específica de las brigadas, en las que se incluye la del apoyo médico.

PLAN DE CONTINGENCIA PARA CASOS DE SISMOS.

Según el Reglamento Nacional de Construcciones, el Campo esta catalogado como Zona 1, de alta sismicidad.

Por lo tanto, es necesario estar preparado para enfrentar este problema tanto en el campo como en la oficina.

Las precauciones a ser consideradas se refieren a:

1. Oficina, campo y viviendas (campamento).
2. Equipamiento básico de emergencia.
3. Plan Grupal.

PLAN DE CONTINGENCIA PARA CASO DE LLUVIAS.

Si consideramos que las precipitaciones pluviales en el Norte del País son generalmente ligeras, una precipitación abundante que viene acompañada de desastres, podría ser un buen ejemplo de disturbios atmosféricos de origen natural.

El fenómeno del "El Niño" es justamente el ejemplo al que nos referimos.

No se trata simplemente de una corriente, como se decía, sino de un fenómeno en el cual intervienen factores meteorológicos (vientos, lluvias, a veces truenos y relámpagos, temperatura atmosférica) y oceanográficos (temperatura del agua, corrientes, marea, salinidad).

La Corriente Peruana de aguas frías que fluye del Sur hacia el Norte, baña toda la Costa del Perú. Sin embargo, hacia finales de año, las aguas costeras de la zona de Tumbes y Plura se elevan de temperatura debido a la presencia de las aguas cálidas, con temperatura anómala por lo menos 2° C encima de lo normal, en la costa de Ecuador y Perú, durante más de 4 meses, se le ha denominado el fenómeno de "El Niño", por su presencia en Diciembre de cada año en la víspera de Navidad.

CONSIDERACIONES FINALES.

Lo único dogmático en un plan es su objetivo. Todo plan siempre es perfectible, sobre todo uno recién elaborado.

Si bien es cierto que nada nos indicará con mayor precisión que se debe corregir a un plan que el hecho de una contingencia real, no es lógico esperar que ello ocurra para hacerlo. El

adiestramiento, las situaciones y sobre todo las simulaciones de contingencias permitirán ir ajustando el plan para que, llegada la necesidad de su vigencia el mismo sea lo más eficiente posible.

13. EVALUACION ECONOMICA.

Se tomará desde el punto de vista de evaluación económica petrolera ambiental de donde óptimamente se dan los siguientes datos:

Precio del crudo: 12.00 \$/Bbl.

Tasa Impositiva : 30 %.

Tasa de descuento: 20%.

Gastos Operativos:

Gastos Variables: 0.05 \$/Bbl.

Gastos Fijos : 4 M \$/pozo anual.

Se perforara un pozo por año hasta el séptimo año.

El año 1.

El año 2.

El año 3.

El año 4.

El año 5.

El año 6.

El año 7.

Los datos de producción así como su pronóstico, es el que figura en la primera columna del Cuadro de la Evaluación Económica Petrolera Ambiental dado en BBl/día.

No entramos en detalle con respecto a las inversiones de perforación, completación, facilidades de producción, bombeo artificial por pozo y reacondicionamientos; y solamente se dará las cifras en resumen para facilitar la evaluación económica.

Inversiones	Tangibles (\$)	Intangibles(\$)	Total (\$)
Medio Ambiente	56,000.00	82,000.00	138,000.00
Gastos en Facilidades de producción: Construcción de Manifolds, Reparación de accesos de pozos, Reemplazo de tramos de Oleoductos, etc.	162,000.00	232,200.00	394,200.00
Perforación + Completación Facilidades Producción Bombeo Artif. por pozo.	1 Area A1 34,602.50	1 Area A1 192,187.62	1 Area A1 226,790.12
" "	2 Area A4 46,666.41	2 Area A4 231,114.17	2 Area A4 277,780.58
Reacondicionamiento/anual	7x \$161,000.00 1'127,000.00		1'127,000.00
1 x 3 pozos	103,807.50	576,562.86	680,370.36
<u>2 x 4 pozos</u>	186,665.64	924,456.68	1'111,122.32
7 pozos			
Total (\$)	1'635,473.14	1'815,219.54	3'450,692.68

EVALUACION ECONOMICA PETROLERA AMBIENTAL

<i>bb'</i> <i>DA</i>	<i>Produc.</i>	<i>Ingreso</i>	<i>Costos</i> <i>Operat.</i>	<i>Deprec.</i> <i>Intang.</i>	<i>Deprec.</i> <i>Tang.</i>	<i>Ing.Ant.</i> <i>Impuesto</i>	<i>Impuesto</i>	<i>Flujo</i> <i>Efectivo</i>	<i>Flujo Caj</i> <i>(20%)</i>
		(<i>\$</i>)	(<i>\$</i>)	(<i>\$</i>)	(<i>\$</i>)	(<i>\$</i>)	(<i>\$</i>)	(<i>\$</i>)	(<i>\$</i>)
401	146365	1756380	239318.3	1815219	232479.5	-530637.3	-159191.2	-1774439.7	-1774439.7
405	147825	1773900	239391.3		234798.5	1299710.2	389913.3	1144595.6	953829.7
399	145635	1747620	239281.8		231320.0	1277018.2	383105.5	1125232.7	781411.6
396	144540	1734480	239227.0		229580.8	1265672.2	379701.7	1115551.3	645573.7
414	151110	1813320	239555.5		240016.3	1333748.2	400124.5	1173640.0	565991.5
403	147095	1765140	239354.8		233639.0	1292146.2	387643.9	1138141.3	457393.5
403	147095	1765140	239354.8		233639.0	1292146.2	387643.9	1138141.3	381161.2
	1029665	12355980	1675483.5	1815219	1635473.1	7229803.9	2168941.4	5060862.5	2010921.5

RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA:

INVERSION :	3 450 692,6 \$.
VAN 20%	2 010 921,5 \$.
Pay Out	2.060 años.
TIR	60,36 %.
Benf/Cos.	1,5827 \$/\$.
Inv/Res.	3,351 \$/Bbl.
I.V.A.	0,582 \$/\$.

VAN 5% = 4 004 305,7 \$.
VAN 10% = 3 184 935,5 \$.
VAN 20% = 2 010 921,5 \$.
VAN 30% = 1 232 852,1 \$.
VAN 40% = 692 053,6 \$.
VAN 50% = 300 889,1 \$.
VAN 60% = 8 291,3 \$.
VAN 70% = -216 901,7 \$.
VAN 80% = -394 481,7 \$.
VAN 90% = -537 466,8 \$.
VAN 100% = -654 686,9 \$.

VARIANDO LOS GASTOS OPERATIVOS.

Gastos Variables = 0,05 \$/Bbl	VAN 20% = 2 010 921,5 \$.
Gastos Fijos = 4 M \$/pozo	
Gastos Variables = 1,31 \$/Bbl	VAN 20% = 1 450 337,4 \$.
Gastos Fijos = 4 M \$/pozo	

VARIANDO LOS PRECIOS.

Precio = 12 \$/Bbl.	VAN 20% = 2 010 921,5 \$.
Precio = 10 \$/Bbl.	VAN 20% = 1 121 105,2 \$.
Precio = 8 \$/Bbl.	VAN 20% = 231 289,1 \$

VARIANDO LAS INVERSIONES.

INVERSIÓN INTANGIBLE (\$)	INVERSIÓN TANGIBLE (\$)	INVERSIÓN TOTAL (\$)	VAN 20% (\$)
1 815 219,5	1 635 473,1	3 450 692,6	2 010 921,5
1 931 999,2	1 671 664,9	3 603 664,1	1 899 686,0
2 262 510,0	2 248 140,0	4 510 650,0	1 198 606,0

Del análisis de la evaluación económica petrolera ambiental, se han determinado que para una inversión ambiental de \$ 138 000,00 se tiene una rentabilidad de 60,36 %, VAN \$ 2 010 921,5 con una tasa de descuento 20 % y que hecha el análisis de sensibilidad, el parámetro más sensible es el precio del crudo y en menor medida las inversiones.

14. CONCLUSIONES.

1. Incluyo las Interacciones normales y las preocupaciones ambientales a los proyectos de explotación de hidrocarburos. Sin embargo, es probable hayan asuntos o temas delicados que no se menciona en el presente trabajo, debido a que las Interacciones son específicas al proyecto, al lugar y al tiempo.
2. Los costos normales de Estudios Ambientales sólo será una proporción mediana del costo total del proyecto, por las particularidades que se dan en el Campo petrolero del Noroeste Peruano.
3. Hay una relación general entre la magnitud de un proyecto (por ejemplo la magnitud de la Inversión de capital) y la cantidad de riesgo ambiental que pudiese resultar de su Implementación. Cuanto más grande sea el proyecto, existe la probabilidad de que sea más complejo el planeamiento y el Estudio ambiental del proyecto a realizar.
4. Los recursos horas-hombre, dinero y conocimientos que se requieren para el Estudio Ambiental, aunque sea comparativamente pequeño, guardan proporción con los recursos totales comprometidos en la planificación del proyecto petrolero ambiental.
5. El "Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de los Hidrocarburos", es un proceso dinámico en toda la actividad petrolera, por lo cual uno intenta predecir todas las clases de resultados reales y particulares de las interacciones esperadas entre los proyectos, planes y programas a realizar.
6. Como producto este es un documento de Investigación que contiene la Información de soporte necesaria sobre los proyectos y el medio ambiente, señala los compromisos, sobre medidas de mitigación y presenta las predicciones de impactos en nuestro Campo.
7. Es preciso también tener en cuenta que la ciencia y la tecnología se han desarrollado suficientemente, proporcionando medios para mantener las actividades productivas en equilibrio con la naturaleza. No existe pues un problema de orden técnico, sino puramente de orden económico. Por consiguiente, se debe guardar el equilibrio técnico y económico desde el punto de vista petrolero ambiental.
8. Como toda actividad Industrial (petrolera) necesariamente produce desperdicios que deben ser asimilados y purificados por la naturaleza. Sin embargo, la Industria del petróleo, se cuenta entre las actividades menos nocivas, generando apenas cantidades mínimas de contaminantes muy por debajo de la capacidad de asimilación de la naturaleza, como lo demuestra las operaciones petroleras para nuestro Campo.

9. Tenemos que diferenciar la contaminación que produce la industria del petróleo propiamente dicha (exploración, explotación, refinación y comercialización del petróleo), que como se ha explicado es mínima; de aquella que proviene de la utilización de productos de petróleo para la industria, el transporte, las plantas eléctricas y la población en general.

10. Sería necesario un mejor aprovechamiento de los recursos para mejorar el nivel de producción de petróleo y aumentar la productividad del reservorio. Utilizando las tecnologías correctas, los mismos insumos y una buena ordenación de los recursos, es posible obtener mejores resultados, en donde además se tendrá menos presión sobre los frágiles ecosistemas (Caso la Quebrada "SECA").

11. A largo plazo, la solución exige el restablecimiento del equilibrio vital entre el recurso petrolero, la población, el desarrollo y el medio ambiente. Toda solución debe incluir los aspectos relacionados con el desarrollo que implica el mejoramiento de los niveles de producción. Sin embargo, no pueden desconocerse las consecuencias que conlleva a largo plazo el crecimiento demográfico.

12. Aún no se tiene bien definidos los límites permisibles, para el agua, como tolerables en la industria petrolera referido al Medio Ambiente. Si se considera como base de comparación los estándares que rigen para el agua potable en Estados Unidos de 250 ppm de cloruros, se cuenta con el tiempo suficiente para realizar todos los estudios que se estimen necesarios para arribar a la decisión más adecuada.

13. Siendo el grado de depletación de los reservorios del Noroeste Peruano, donde el régimen de producción es de 8-9 bbl/día y el esfuerzo por mantener, conservar y adecuarnos a la legislación ambiental en las actividades de los hidrocarburos, es que se necesita una mayor consideración desde el punto de vista económico, técnico, operacional, social y ambiental para que en el futuro se tenga en cuenta a que magnitud y grado de contaminación ambiental queremos tener.

14. Con los avances tecnológicos y a la disponibilidad de recursos económicos y también el quehacer ambiental de evitar ocasionar daños mayores al medio ambiente, es que se ha realizado proyectos orientados a un mejor control ambiental, tales como: Construcción de 2 pozas API, colocación del 100% de cilindros de desfogue de crudo en boca del pozo, mejoramiento de acceso hacia los pozos, proyecto es sembrío de 4 hectáreas para productos pecuarios, etc.

15. La principal de acción está enfocado a funciones específicas de predicción, prevención y control de la contaminación en las actividades de hidrocarburos en el Campo.

16. La tendencia de nuestro futuro en las actividades de explotación petrolera es la protección y conservación de los recursos naturales, así como también de la salud humana.

17. Los costos del control de la contaminación en el Campo, tienen tres partes de decisiones que pueden modificarlos:

Primero, la exigencia de los objetivos fijados al control del Reglamento para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos vigente.

Segundo, la velocidad de los intentos para satisfacer esos objetivos; y

Tercero, la eficiencia de los programas de monitoreo de efluentes.

18. Hecha la evaluación económica petrolera ambiental para un periodo de 7 años, con los siguientes parámetros; una inversión ambiental de \$ 138,000.00, inversión petrolera de 3'312,629.60, una tasa de descuento de 20%, nos arroja una rentabilidad de 60.36%, y un VAN de \$ 2'010,921.5, donde realizado su análisis de sensibilidad, se concluye que es más sensible al precio del crudo y en menor medida a las inversiones.

15. RECOMENDACIONES.

1. Para la realización del presente trabajo ambiental se recomienda 3 acciones:

Primera acción, Planificación de las actividades y revisión de documentación pertinente antes de ir al campo.

Segunda acción, Inspección in situ del Campo, de las instalaciones y procesos de producción involucrados, las disciplinas que uno estime conveniente: Petróleo, Ecología, Ambiental, Forestal, Geología, etc. son entre las principales.

Tercera acción, Trabajos de procesamiento en la información de campo y la información complementaria consultada; así como la interpretación de los resultados.

2. Se deberá continuar con los programas de monitoreo de líquidos y gases, así como de la limpieza de las áreas manchadas y la implementación de sistemas que eviten la contaminación por derrames. Estos programas deben incluir el entrenamiento de personal operativo en las prácticas estándar para el control de la contaminación, en forma periódica.

3. Como medida preventiva, se recomienda reactualizar los planes de contingencia y planes de manejo ambiental, para poder prever cualquier problema relacionado a la contaminación.

4. Se debe tener presente a los programas de monitoreo, que se incorpora a las actividades en el Campo, el cual es de carácter correctivo para poner bajo control cualquier desviación y de carácter preventivo para manejar adecuadamente los riesgos involucrados en los diversos procesos de la explotación petrolera.

5. El desarrollo de los planes ambientales, así como los lineamientos generales, reflejan las prácticas operacionales petroleras que se ha encontrado en el Campo. Pero no todos los diseños y procedimientos delineados serán aplicados a todos los proyectos o en todas las circunstancias (En tamaño, inversión, áreas ambientales, etc). Si es que se presentara casos de contingencia mayor (Fenómeno del "Niño").

6. Independientemente del avance realizado para el Control Ambiental del Campo, deberá hacerse convenios con instituciones privadas nacionales como extranjeras, dando un nuevo enfoque de optimización de la industria petrolera en general, que considere la protección del medio ambiente como un aspecto de importancia relevante en las actividades de explotación petrolera.

7. Continuar con los esfuerzos de investigación, para un mejor logro de nuestros objetivos, poniéndose énfasis siempre que sea posible, en la prevención antes que en la corrección, en el uso de la mejor tecnología limpia que este disponible y resulte práctica.

8. Debe crearse conciencia en todo el personal que labora en la Industria Petrolera, y hacer las divulgaciones necesarias, a fin de evitar innecesarios problemas ambientales.

BIBLIOGRAFIA.

Compendio Estadístico 1,992-1,993 Región Grau.

Autor: INEI.

"Técnicas de Defensa del Medio Ambiente". Tomo I y Tomo II. 1972.

Autor: Federico, Lora Sorla.

"Recursos Naturales y Medio Ambiente", 1978.

Autor: Carlos, Zamora.

Boletín Técnico ARPEL.

Vol. 20 (3)- 187/288 Setiembre de 1,991.

Tema: "Identificación y Evaluación de Riesgos en Baterías de Separación gas-aceite y su control computarizado".

Autor: Ing. Carlos, Hernández García. PEMEX.

Seminario Andino Sobre: "Evaluación y Administración de Aguas Subterráneas".

CEPIS. Lima, 10-14 de marzo de 1,986.

"Casos Específicos de Explotación de Aguas Subterráneas por PETROPERU en el Noroeste". 1988.

Autor: Ing. Guillermo, Castro.

"Proceso de la Recuperación Ambiental".

Autor: Harry, Castillo Valle. Ph D. Costa Rica.

"Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos". D.S. 046-93 EM.

"Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos". D.S. 055-93 EM.

SENAMHI 94, SENAMHI Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología. Dirección General de Meteorología. Dirección de Climatología. "Boletín climático. Monitoreo del Fenómeno "El Niño" y tendencias de las precipitaciones. Lima 1,994.

"Estudio de Conservación de la Diversidad Natural de la Región Noroeste del Perú".

Autor: UNALM-ONERN. 1,993.

Tesis UNI: "Prevención y Control de Derrames de Hidrocarburos en Transporte Marítimo".

Autor: Jorge, Villar.

Tesis UNI: "Evaluación del Reservorio Batanes en la Formación Pariñas Inferior".

Autor: Julio, Poqueloma.

Tesis UNALM: "Determinación Óptimo-Económico del tamaño de muestra y salinidad inicial en el proceso de lavado y recuperación de suelos salinos".

Autor: Franz, López Ocampo.

"Manual para el Control de la Contaminación".

Autor: Herbert, Lund.

International Association for Impact Assessment. " Guidelines and principles for Social Impact Assessment" Prepared by. The Interorganizational Committee on Guidelines and principles for Social Impact Assessment. December 1,993.

Reish, D.J. 1,992. Effects of pollution, saltwater organisms. Water environmental Research 64 (4) 599-610.

"Petróleo y Desarrollo Sostenible". PetroPerú. Agosto 1996.

"Informe Técnico Económico de la Eliminación de Fuga de Gas en el Pozo 7404 - Río Bravo".

Autor: Luis Sanchez Valqui

Terminos de Referencia del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental de La Perforación de pozos del Lote IV, de la ciudad de Talara. Dr. Andrés Alencastre Calderón, Junio 1994.