

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

Facultad de Ingeniería de Petróleo



"MEJORAS TECNICAS-OPERATIVAS PARA OPTIMIZAR  
LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS  
MINIMIZANDO EL IMPACTO AMBIENTAL "

LOTE IX - NOROESTE PERUANO

TESIS

Para Optar el Título Profesional de  
INGENIERO DE PETROLEO

ALCIBIADES CASTRO ESPINOZA

PROMOCION 90-I

LIMA-PERU

1997

"MEJORAS TECNICAS-OPERATIVAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCION  
DE HIDROCARBUROS, MINIMIZANDO EL IMPACTO AMBIENTAL"  
LOTE IX-NOROESTE PERUANO.

SUMARIO

I. INTRODUCCION.

II. OBJETIVO.

III. FUNDAMENTO TEORICO.

IV. AREA DE APLICACION.

IV.1. ASPECTOS HISTORICOS Y GEOGRAFICOS DE LA PROVINCIA DE  
TALARA.

IV.2. UBICACION GEOGRÁFICA DEL LOTE IX.

IV.3. CARACTERISTICAS GEOLOGICAS.

IV.4. ENTORNO BIOLOGICO.

IV.5. DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES PETROLERAS.

IV.6. ESTADO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL LOTE IX, AL  
MOMENTO DE LA ENTREGA (21-09-93).

IV.6.1. DISTRIBUCION DE POZOS ACTIVOS.

IV.6.2. EQUIPO DE PRODUCCIÓN ARTIFICIAL.

IV.6.3. FACILIDADES DE PRODUCCION.

IV.6.4. SISTEMA DE PRODUCCION DE GAS ASOCIADO Y NO  
ASOCIADO.

IV.6.5. SISTEMA DE TRATAMIENTO DE CRUDO.

IV.6.6. PRODUCCION FISCALIZADA.

V. TRABAJOS DESARROLLADOS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCION DE HIDROCARBUROS, CONTROLAR Y PREVENIR LA CONTAMINACION AMBIENTAL EN EL LOTE IX.

V.1. REPARACIÓN DE ACCESOS A POZOS Y TERRAPLENES, CONSTRUCCIÓN DE CARRETERAS , SEÑALIZACIONES.

V.2. REINTERPRETACION GEOLOGICA DE LA FORMACION PARIÑAS INFERIOR EN EL LOTE IX.

V.3. ESTUDIOS DE INGENIERIA DE PRODUCCION.

V.4. REACTIVACION DE POZOS ATA.

V.5. PRODUCCION DE PETROLEO, GAS Y AGUA.

V.5.1. IMPLEMENTACION DE NUEVA INFRAESTRUCTURA.

V.5.2. MODIFICACION DE LOS PUENTES DE PRODUCCION.

V.5.3. DESFOGUE DE POZOS.

V.5.4. MÚLTIPLES DE RECOLECCIÓN.

V.5.5. TANQUES DE ALMACENAMIENTO.

V.5.6. DRENAJE DEL AGUA DE FORMACION.

V.5.7. ESTADO DE LOS MOTORES DE LAS UNIDADES DE BOMBEO Y BOMBAS DE TRANSFERENCIA.

V.5.8. PRODUCCIÓN DE GAS.

. MONITOREO DE LA PRODUCCION DE GAS.

. COMPOSICION DEL GAS PRODUCIDO EN EL LOTE IX.

. PROCEDIMIENTO PARA MONITOREAR LA PRODUCCION DE GAS.

. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE POR LOS MOTORES DE LAS UNIDADES DE BOMBEO Y BOMBAS DE TRANSFERENCIA.

. BALANCE DE GAS A SETIEMBRE DE 1996.

V.6. RECOLECCION, ALMACENAJE, TRATAMIENTO Y TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO CRUDO.

V.6.1 RECOLECCION, ALMACENAJE Y TRATAMIENTO DE PETRÓLEO CRUDO.

V.6.2 TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO CRUDO.

VI. IMPACTO AMBIENTAL Y PLAN DE CONTINGENCIAS PARA DERRAMES DE PETROLEO EN LAS OPERACIONES DEL LOTE IX.

VI.1 IDENTIFICACION DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES.

VI.1.1. PARAMETROS.

VI.1.2. METODOLOGIA.

VI.2 PLAN DE CONTINGENCIAS PARA DERRAMES DE PETROLEO Y EMERGENCIAS.

VI.2.1. OBJETIVO DEL PLAN DE CONTINGENCIAS.

VI.2.2. SECUENCIAS A SEGUIR EN EL PLAN DE CONTINGENCIAS.

VI.3 CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS LEGALES (STANDARES Y REGULACIONES).

VI.3.1. NORMAS NACIONALES.

VI.3.2. NORMAS INTERNACIONALES.

VII. ECONOMIA

VIII. CONCLUSIONES.

IX. RECOMENDACIONES.

X. BIBLIOGRAFIA.

XI. MAPAS, LAMINAS, CUADROS, Y GRAFICOS.

## SUMARIO

El Lote IX se encuentra ubicado en la costa norte del Perú Región Grau, Dpto. Piura, a 13.5 Km. al N.E de la ciudad de Talara, en los campos petrolíferos de la cuenca Talara.

La extensión areal es de 1,554.13 Hectáreas y comprende los yacimientos Algarroba, Cuesta, Leones y Batanes.

En la presente tesis se presenta los trabajos de optimización realizados en un campo marginal, con la finalidad de incrementar la producción de hidrocarburos.

En el desarrollo del trabajo se presenta una breve descripción teórica de los equipos e instrumentos necesarios en las operaciones de producción, así como un análisis de las facilidades de producción encontradas al inicio de las operaciones (condición de las baterías, manifolds de campo, líneas de flujo, Unidades de Bombeo, tuberías de producción, varillas, bombas de subsuelo, etc.).

A continuación se presentan los trabajos realizados con el objeto de obtener la información de ingeniería de Petróleo y Geología necesarios a fin de caracterizar los reservorios, con la participación del personal calificado, de tal modo que toda la información integrada permita un manejo integral de los mismos, tratando de alcanzar la máxima productividad, así como controlar y minimizar la Contaminación Ambiental que se originan debido a estos trabajos.

En el siguiente capítulo se presenta los efectos Ambientales y los planes y programas que garantizan el menor impacto negativo sobre el medio ambiente, como resultado de las actividades petroleras en el Lote IX.

## CAPITULO I

### INTRODUCCIÓN

La Industria del Petróleo, es uno de los Sectores Económicos más importantes del País, dividido en sus fases de Exploración, Explotación, Transporte - Almacenamiento, Transformación y Mercadeo.

La fase de explotación de Hidrocarburos, comprende diferentes operaciones tales como:

- Recolección
- Tratamiento
- Almacenamiento y
- Transferencia

Teniendo en cuenta que las operaciones de producción es un sistema dinámico, en el cual cada una de las partes influye directamente sobre las otras, afectando de alguna manera su performance, lo cual finalmente redundará en la eficiencia del sistema en conjunto, las mismas que involucran:

- Flujo de fluidos a través del medio poroso
  - Flujo de fluidos en la tubería de producción
  - Flujo de fluidos en la línea de superficie
- Eficiencia de los equipos utilizados en las operaciones de producción
  - Productos utilizados en la Estimulación de los pozos
  - Tratamiento químico del crudo, etc.

Estas actividades requieren de un buen manejo, administración, control y evaluaciones repetitivas del sistema a lo largo del tiempo. Con la finalidad de lograr un equilibrio entre:

- Costos operativos-inversiones
- Ingresos
  - Eficiencia operativa y productividad del sistema
  - Seguridad de las operaciones y la preservación del medio ambiente.

Para optimizar las actividades descritos anteriormente es conveniente realizar entre otros, lo siguiente:

▸ Caracterizar los reservorios, mediante un adecuado descripción geológica de los mismos.

Determinación de las propiedades termodinámicas de los fluidos producidos por el reservorio.

Estudios detallados de Ingeniería de Petróleo desde el subsuelo (reservorio), hasta la entrega final (petróleo) a la refinería.

Para efectuar los estudios y eficiencia de los trabajos respectivos, el recurso humano debe ser altamente calificado (profesional y no profesional), de tal modo lograr integrar la información y obtener resultados favorables.

Del mismo modo este personal debe administrar adecuadamente el capital de trabajo, minimizando los costos, para ello debe utilizar la tecnología disponible y adecuarla a la realidad de cada campo, razón por la cual es necesario la capacitación y actualización permanente del recurso humano.

## CAPITULO II

### OBJETIVO

El objetivo principal del presente trabajo es mostrar las diferentes actividades que deben realizarse en un campo de petróleo de producción marginal, para optimizar la producción del mismo, considerando el Sistema dinámico de Producción, Recolección, Tratamiento y Almacenaje de los fluidos producidos del reservorio, que permita una explotación eficiente de los hidrocarburos en los aspectos técnico y económico, brindando especial atención a la Seguridad de las Operaciones y a la Preservación del Medio Ambiente.

Los objetivos concretos que se persiguen son:

- Técnicos : Elevar las reservas y la producción en el Lote IX.
- Operativos : Realizar las operaciones en forma eficiente y segura.
- Ambientales: Lograr un equilibrio entre la explotación petrolera y la preservación del Medio Ambiente.
- Económicos-Financieros : Realizar una explotación petrolera que sea rentable.

## CAPITULO III

### FUNDAMENTO TEORICO.

En las Operaciones de Producción, los fluidos producidos por el reservorio, son mezclas complejas de diferentes componentes de Hidrógeno y Carbono, todas con diferentes densidades, presiones de vapor y otras características físicas. Básicamente los fluidos que se producen a travez de un pozo, son mezclas de aceite, gas y agua. La separación física de estas fases es una de los trabajos más importantes en las Operaciones de Producción, considerando adecuadamente los mecanismos y cuidados durante los procesos de recolección, almacenamiento, tratamiento y transferencia de dichos fluidos.

Con la intención de que se tenga una mejor comprensión de las Operaciones de Producción, se ha visto por conveniente dar una descripción de los equipos e instrumentos que componen una Bateria de producción, incidiendo más en aquellos que consideramos de mayor importancia.

#### III.1 BATERIA DE PRODUCCION:

Es la estación donde se realizan prácticamente todas las operaciones de producción (recolección, tratamiento, almacenamiento y transferencia). Es el lugar donde se reciben la producción de hidrocarburos de una determinada área y luego se le da el tratamiento adecuado, para separar en gas, petróleo y agua; además sirve como punto de inicio del sistema de transferencia de petróleo hacia una Estación de Bombeo y del gas hacia una Estación de compresores. Las baterías se diseñan de acuerdo al número de pozos, calidad de fluidos producidos, volumen total de petróleo a producir y las facilidades necesarias para la adecuación a la Legislación Petrolera vigente.

Los principales equipos e instrumentos de una Bateria de Producción son:

#### EQUIPOS:

Múltiples de recolección (Manifolds).  
Separadores.  
Depurador de gas (Scrubber).  
Bomba inyectora de demulsificante.  
Tanque lavador (Gun barrel).  
Tanques de almacenamiento.  
Bombas de transferencia.  
Pozas de separación y de evaporación.

#### INSTRUMENTOS:

- . Medidores de volumen positivo (Volumeter).
- . Medidores de desplazamiento positivo (Floco).
- . Medidores de gas.
- . Válvulas de control automático.

Estos equipos e instrumentos permiten realizar los siguientes trabajos:

- Controlar la producción de cada pozo.
- Controlar la producción total de la estación o distrito.
- Separar el gas adecuado producido.
- Deshidratar el gas para consumo.  
Separar el agua del petróleo.
- Tratar el fluido emulsionado (petróleo/agua).
- Almacenar el petróleo crudo.
- Transferir o bombear el petróleo a los puntos de fiscalización.

Una Bateria completa realiza la totalidad de las operaciones descritas y algunas Baterías, parte de ellas.

En la Lamina N° 1, se muestra el esquema de una batería tipo en la que se indican los equipos e instalaciones para efectuar el conjunto de operaciones arriba citadas.

### III.1.1 Múltiplos de recolección (Manifolds)

Es el lugar donde llegan las líneas de flujo provenientes de los pozos productores de hidrocarburos. En los manifolds con juego de válvulas se direcciona la producción de los pozos ya sea al tanque de prueba (medidas) o al tanque de producción total.

Generalmente en los campos del Nor-oeste y particularmente en el Lote IX, la línea de "prueba" es de 4" y la línea de "totales" es de 6". El número de líneas de flujo (pozos) que pueden converger (Entrar) a un manifold son de 6, 7, 10 y de 11.

En el diseño de un múltiple de recolección se tienen que considerar el número de pozos y el volumen de hidrocarburos a producirse, pudiendo variar las dimensiones de las líneas de prueba y totales, así como también el número de entradas.

### III.1.2 Separadores

En un diseño de un separador de petróleo y gas, mecánicamente separamos de un flujo de hidrocarburos los componentes líquidos y gaseosos que existen a una presión y temperatura específica.

Los separadores son clasificados como "de dos fases" si separa gas a partir del flujo líquido total y "de tres fases" si además separan el flujo líquido en sus componentes petróleo crudo y agua.

Por su forma los separadores son diseñados Horizontal, Vertical, Esférico o de otra forma.

La selección del tipo de separador es función del tipo de fluidos a separarse, esto es si el fluido a separarse tienen: bajo o alto BSW, GLR, sólidos, parafina, etc.

En las Operaciones del Nor-Oeste Peruano (Onshore), por las características del fluido que se producen, el separador adecuado es el de forma Vertical (ver Lamina N° 2), debido a las siguientes consideraciones:

Para pozos que producen con emulsiones, espuma, bajas o altas relaciones gas/petróleo.

Para fluidos que contienen apreciable cantidad de arena.

Para fluidos donde el régimen de producción es muy irregular (unas veces incrementan la producción y en otras cesan de producir); tales como los pozos que producen por cabeceo o en forma intermitente.

Para seleccionar el tamaño del separador a ser usado se emplean fórmulas empíricas desarrolladas por SAUDER BROWN, conjuntamente con correlaciones de SIVALLS TANKS INC.

Procedimiento:

- Datos: - Producción de petróleo(BOPD)  
- GLR (SCF/BBL)  
- Presión de operación

Producción de gas - BOPD x GLR

Haciendo uso de la lámina N° 3, entrando con la presión de operación y el tipo de separador escogido, se encuentra la capacidad del gas del separador en MMSCFD. Este valor encontrado tiene que ser mayor que el de la producción de gas.

La capacidad de líquido para el separador la encontramos con la siguiente fórmula:

$$W = 1440 V_L / tr \text{ ----- (1)}$$

Donde:

- W: Capacidad o caudal del líquido, en BOPD
- $V_L$ : Volumen de la sección de líquido, en Bls.
- tr: Tiempo de retención en minutos.

El valor de (tr) para separadores bifásicos de baja es 1 minuto.

Usando el Cuadro N° 1, para el separador escogido se encuentra el volumen de la sección líquido ( $V_L$ ).

Con el valor de (W) encontrado, se decide si el separador escogido, es el correcto o no.

### III.1.3 Depurador de gas (Scruber).

Este equipo se localiza después que los fluidos han pasado por el separador petróleo-gas. El gas húmedo ingresa al recipiente y pasa a través de un baño de petróleo u otro líquido que lo limpia de suciedades, humedad y otras impurezas. El gas que sale es seco y está en condiciones para ser usado en la Estación de Compresores y en el sistema de gas combustible de la Batería.

#### III.1.4. Bomba inyectora de demulsificantes.

Son bombas que inyectan productos químicos (demulsificante), por la línea de flujo (oleoducto).

El uso de estas bombas de inyección está generalizada en las Operaciones del Nor-Oeste Peruano y cumplen a cabalidad sus funciones.

Su funcionamiento es regulable mediante válvula de ingreso de gas que disminuye las emboladas o las aumenta en forma directamente proporcional. Para ver la diferencia de los niveles en el visor de vidrio en un lapso de un minuto, posee una regla graduada en cuartos de galón.

El régimen de inyección depende de las características de los fluidos producidos.

#### III.1.4 Tanque lavador (Gun barrel).

Estos equipos se utilizan para la deshidratación y desalado del petróleo. Desempeñan una de las funciones más importantes, ya que elimina en forma automática el agua libre proveniente de los pozos, así como las gotas de agua que se encuentran en suspensión en el crudo, de esta forma disminuyen la salinidad y reducen el porcentaje de BSW.

El principio de operación es el siguiente:

El fluido compuesto por la emulsión y algo de gas entran al Desgasificador por la parte superior, en donde se separa el gas, el líquido desciende por gravedad al Distribuidor. Una vez que la emulsión ha sido distribuida asciende a través del colchón lavador en donde se promueve la coalición y se incrementa el tamaño de las gotas, luego pasa a la interfase donde el ambiente fluido dinámico favorece la separación. La emulsión ingresa luego a la zona de decantación, la eficiencia de esta zona depende de la distribución del fluido para evitar corrientes convectivas, las cuales reducirían su eficiencia. Una vez que el

petróleo llega al Colector es transferido al tanque de almacenamiento.

El agua separado se drena utilizando un Sifón que permite mantener fija la posición de la interfase.

Para tanques Standard, el API recomienda la siguiente fórmula para calcular el diámetro del tanque:

$$d=0.548\sqrt{Q} \quad \text{-----} \quad (2)$$

Donde:

d - Diámetro del tanque, en pies.

Q - Caudal total, en BOPD.

Con la producción estimada, y el valor del diámetro encontrado "d", escogemos el diámetro del tanque siempre mayor a "d".

Partes del Tanque Lavador.

Desgasificador:

Recipiente que se encuentra a presión atmosférica cuyo objetivo es eliminar el gas de la emulsión, para evitar su ingreso al tanque. La salida del gas debe estar conectado a la parte superior del tanque lavador. La entrada de la emulsión al tanque debe estar a un pie de la base. Debe tener un volumen tal que permita lograr la desgasificación a presión atmosférica (Lámina N° 4)

El tiempo de retención, se calcula a partir del volumen de producción (Q) y del volumen del desgasificador.

Distribuidor o plato difusor:

Es una plancha en forma de mesa circular con bordes tipo dientes de cocodrilo o tubo ranurado que se encuentra en

el ingreso del tanque creando una difusión de la emulsión impidiendo que se canalice a través del colchón de agua.

#### Colector de crudo:

Este sistema es utilizado para evacuar el petróleo tratado de la parte superior del tanque de almacenamiento. Para este dispositivo no existe requerimientos dimensionales, teniéndose en cuenta que a mayor área de drenaje más eficiente será la operación.

#### Drenaje:

Este sistema desempeña un papel importante ya que debe regular la interfase agua- petróleo. Para fijar la posición de la interfase, podemos utilizar cualesquiera de los siguientes mecanismos:

1. Un flotador de interfase con válvula automática.
2. Un sensor capacitivo de interfase con válvula automática.
3. Un sistema hidráulico o "pierna" de drenaje (sifón), la cual puede ser fija o regulable.

Cálculo de la altura máxima del sifón.

Sean:

$H$  - Altura máxima del sifón.

$H_T$  - Altura agua + Altura petróleo.

$H_a$  - Altura del agua.

$H_p$  - Altura del petróleo.

$\rho_a, \rho_p$  = Gradiente del agua y petróleo.

En el esquema de la lámina N° 4. Si hacemos un balance de presiones en el punto P, se tiene:

$$\rho_a H_a = \rho_p H_p = \rho_a H \text{ ---- (I)}$$

También:  $H_T = H_a + H_p \implies H_a = H_T - H_p$   
 Reemplazando en (I)

$$H_p = \frac{\rho_a(H_T - H)}{\rho_a - \rho_p} \dots\dots (3)$$

En la ecuación (3),  $H_T$  es fija, por lo tanto variando la altura del sifón  $H$ , variará también el espesor de la capa de petróleo  $H_p$ , por consiguiente la posición de la interfase.

En la práctica, se instala un regulador de esta pierna, dando un margen de  $\pm 1'$ .

### III.1.5 Tanques de Almacenamiento.

Son depósitos donde se acumula y cuantifica la producción de un campo petrolero; en el caso de los tanques de fiscalización de petróleo su función es la misma, pero tienen que cumplir con el Reglamento de Seguridad de la Industria del Petróleo y tener la aprobación de la Dirección General De Hidrocarburos y del Ministerio de Energía y Minas (en cuanto a la forma, su función, capacidad y cubicación).

Los tanques de almacenamiento se pueden clasificar teniendo en cuenta diferentes aspectos, tales como: capacidad, características del fluido a almacenarse, factor económico, tipo de material de construcción.

Una clasificación general es:

(.) Teniendo en cuenta su capacidad y la característica del fluido.

- Para productos de bajo punto de inflamación.
- Para productos de alto punto de inflamación.

(.) Teniendo en cuenta el tipo de material del cual estén  
construidos:

- Tanques de fierro galvanizado.
- Tanques atornillados.
- Tanques de acero remachado.
- Tanques de acero soldado.
- Tanques de acero de techo flotante.
- Tanques de acero de techo flexible.
- Tanques de acero con techo de cono tipo radial.
- Tanques de acero esférico y esferoidales.

#### III.1.6 Bombas de transferencia.

Es el conjunto bomba-motor, que permite transferir el  
petróleo crudo existente desde un tanque de almacenamiento,  
hacia otro centro de recolección mayor.

El tipo de bombas más usadas son las bombas reciprocantes  
y centrífugas.

##### Bombas Reciprocantes.

Existen de 2 tipos, bombas Duplex (de 2 cilindros) y las  
Triplex (de 3 cilindros). Ambos son bombas de  
desplazamiento positivo que operan como un resultado del  
movimiento de un pistón dentro de un cilindro

##### Bombas Centrífugas.

Están compuestas de una rueda rotaria central llamada  
Impeler, la cual imparte una gran velocidad al líquido por  
efecto de la fuerza centrífuga y convierte la mayor parte  
de esta velocidad en presión, el líquido se mueve en la  
bomba aún en descargas de presiones mayores que la que  
pueda dar por diseño.

### III.1.7 Pozas de Separación API y de Evaporación.

El Estado Peruano por intermedio del Ministerio de Energía y Minas, en la actual Legislación sobre Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos (DS 046-93-EM) obliga a todas las empresas del ramo a controlar sus efluentes líquidos emitidos al ecosistema, sobre todo incide más en el contenido de aceites y grasas del agua producida, que en promedio no debe pasar los 30 ppm.

Es por este motivo que se sugieren construir las pozas de separación, que consisten en unidades diseñadas para separar el petróleo del agua y eliminar sólidos sedimentables. Entre los equipos utilizados para este fin están los separadores API (Pozas API), los cuales eliminan el aceite libre, pero no el que se encuentra emulsionado (Ver Lamina N° 5). La poza de evaporación permitirá almacenar el agua drenada de las pozas API evitando su drenaje a las quebradas adyacentes a las baterías y propiciando su eliminación por evaporación y filtración.

#### Medidores de Volumen Positivo (Vol-u-miter).

Son instrumentos que se accionan neumáticamente con presión de gas del propio separador o del sistema de gas combustible de la Batería (Lamina N° 6). Acumulan diferentes volúmenes de acuerdo a su tamaño: 0.25, 0.5, 1.0, 2.0, y 5.0 Bls. Cada disparo se hace efectivo cuando la boya que este equipo tiene interiormente, acciona el piloto, cuando el nivel del líquido en el visor de vidrio se encuentra en la parte superior; abriéndose en ese momento la válvula de descarga del medidor, cerrándose cuando la boya llega al límite inferior, empezando nuevamente el ciclo de llenado.

## Medidores de desplazamiento positivo.

Son medidores tipo turbina, debido a que se constituyen por un conjunto de paletas que al ser giradas por el flujo del líquido van sumando pequeños volúmenes preestablecidos y que son leídos directamente de un contómetro adherido a este equipo. Su precisión de lectura depende de la calidad del líquido medido, pues son muy delicados ante la presencia de pequeños sólidos y suciedades.

## Medidores de Gas.

La Industria del Petróleo actualmente dispone para elegir una serie de instrumentos y controladores, alguno de los cuales son bastante sofisticados. La elección de un medidor, depende del volumen involucrado y del rango de producción. Hay una serie de medidores pero el que más se acomoda a nuestras operaciones es el medidor de orificio.

El principio básico de un medidor de orificio, es reproducir las condiciones ideales de un flujo lineal concéntrico. El medidor consiste de un tubo colocado antes y otro después de una brida de orificio. El registro de la presión estática y diferencial, se lleva a cabo por medio de un medidor diferencial tipo fuelle o tubo de mercurio en U; un reloj hace girar la carta a la vez que una pluma registra continuamente esas presiones por un período de 24 Hrs. Teniéndose en cuenta el diámetro de la línea de flujo y del plato de orificio; se puede usar una relación matemática o un integrador electrónico, para determinar los pies cúbicos de gas producidos a condiciones estandar.

## Válvulas de Control Automático.

En una batería de producción se tienen los siguientes controles:

### Controles de Nivel.

Son usados en separadores que trabajan a presión y que requieren mantener siempre dos fases en su interior. Consta de dos partes: Un piloto y una válvula motora que se abre y cierra de acuerdo a la señal recibida de parte del piloto. Se usan en los separadores de totales y en los scrubber para drenar los líquidos atrapados y mantener en la descarga gas seco.

### Controles de alta y baja presión.

Se instalan en los separadores para evitar rangos excesivos de alta o baja presión que interfieran con la operación normal. Estos controles pueden ser mecánicos, neumáticos o eléctricos que actúan recirculando la producción antes del separador por cierre de una válvula de diafragma, además tocando una alarma o cumpliendo otras funciones a fin de proteger al personal y a los equipos.

### Válvulas de Seguridad.

Se instalan en el techo de los separadores, llevan un resorte que es calibrado a una presión menor que la del diseño del separador. Actúa como un aviso, desfogando parcialmente el gas acumulado. En algunos casos, estas válvulas desfogan completamente cuando los separadores no tienen discos de ruptura, de esta manera se evitan accidentes de trabajo.

## Discos de ruptura.

Es un dispositivo que contiene una membrana metálica delgada que es diseñada para que se rompa cuando la presión del separador excede a la presión de calibración de la válvula de seguridad. El disco de ruptura es de 1 1/4" a 1 1/2"  $\Phi$  veces mayor que la presión. De esta manera, en casos no previstos cuando la presión en el separador excede a la presión de operación, se abrirá primero la válvula de seguridad, si esta es incapaz de evitar el incremento de presión, entonces la lámina metálica del disco de ruptura se romperá.

## Controles de Presión (BP, PR)

Son válvulas de diafragma reguladoras de presión (Back Pressure y Pressure Regulator), que son colocados a la entrada y salida de un instrumento. Son regulables de acuerdo a la necesidad operativa de la presión de trabajo de la batería. Un RP, permitirá el paso del gas cuando la presión sobrepase el valor de la presión de trabajo y Un PR, solo permitirá el paso de gas hasta una presión indicada, que generalmente es mínima.

## CAPITULO IV

### AREA DE APLICACION

#### IV.1. ASPECTOS HISTÓRICOS Y GEOGRÁFICOS DE LA PROVINCIA DE TALARA.

El 16 de mayo de 1,956 mediante ley N° 12649 se creó la provincia de Talara, conformado por los distritos de Pariñas, La Brea, Máncora y El Alto. Posteriormente fueron incluidos los Distritos de Lobitos y Los Organos.

La provincia de Talara, está ubicado en la parte Nor-Occidental del departamento de Piura y su territorio se encuentra comprendido entre los cerros Amotape y el Océano Pacifico, entre los 4°35'10" de latitud sur y 81°19'34" de longitud Oeste del Meridiano de Greenwich.

La ubicación de la provincia de Talara se muestra en el Mapa N° 1.

#### IV.2. UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL LOTE IX.

EL Lote IX se encuentra ubicado en el distrito de Parinas, Provincia de Talara, Departamento de Piura, Región Grau y comprende un área de 1,554.13 hectáreas, que incluye los Yacimientos de Batanes Norte, Batanes Sur, Algarroba, Cuesta y Leones. La altitud promedio del área es de 90 msnm.

La Ubicación geográfica del Lote IX en el Noroeste, se muestra en el Mapa N°2

### IV.3 CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS.

En el área del Lote IX, predominan la presencia de rocas de origen marino de la edad pleistocénica, que pertenece a la formación Tablazo y por sedimentos continentales inconsolidados recientes de origen aluvial y eólico; 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 0.5 cm. a 25 cm. de forma subredondeada y envueltos en una matriz limo arcillosa, poco compacta. También se observa intercalaciones de coquinas (restos de conchas pertenecientes a la formación Tablazo) y areniscas conglomerádicas.

Geológicamente el área del Lote IX participa del 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.

El área corresponde al alto estructural de Lobitos, que está delimitado al Norte por la artesa de Siches y al Sur por el Graben Río Bravo-Bodega.

Estructuralmente los límites de los Yacimientos ALGARROBA, CUESTA, LEONES, BATANES NORTE Y BATANES SUR, están constituidos por fallas normales que son barreras de permeabilidad.

La secuencia estratigráfica presente en el área está representada por formaciones cuyas edades varían desde el Paleozoico (Grupo Amotape) hasta el reciente (Fm. Tablazo). La columna estratigráfica del área se puede observar en el Gráfico N° 1.

Las formaciones productoras en el área son Pariñas Inferior, Palegredda y Mogollón

#### IV.4. ENTORNO BIOLÓGICO.

Las características de la fauna y flora en el Lote IX y la Quebrada Pariñas, se describen a continuación:

##### FAUNA.

Las comunidades vegetales identificadas en el ecosistema de la Quebrada Pariñas, albergan a una variada fauna representada por mamíferos, entre los que sobresalen el oso hormiguero (*Tamandúa tetradactyla*), ardillas (*Sciuridae*), añaz (*Conepatus*), entre otros; aves como las especies de lechuza (*Spheotyto curucularia*), cernicalo (*Falco sparverius*), gaviota (*Larus sp.*) y réptiles como las especies: *Bothrops barnetti*, iguana, lagartijas (*Tropidurus sp.*), entre otros.

En los remansos de agua de la quebrada se observan especies de peces pequeños (como lisas) y camarones en ciertas épocas del año. También se encuentran aves como gavilanes, gallinazos, garzas y gansos.

Los moradores de la Quebrada Pariñas, 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.

#### FLORA.

La flora identificada corresponde a comunidades vegetales de arbustos y arbolillos, predominantemente de Algarrobo en las variedades *Prosopis pallida*, *Prosopis Juliflora* y *Sapote caparis angulata*. Otras especies presentes son *San Pedro Cereus grandiflorus*, etc.

Estas especies, en su mayoría son explotadas por los moradores de la Quebrada Pariñas en forma inadecuada (como combustible) y alimento del ganado caprino y ovino.

El Algarrobo, en sus diversas variedades se encuentra más desarrollada en el cauce de la Quebrada Parinas, debido a la mayor humedad del suelo por el alto nivel de la napa friática.

#### IV.5. DESCRIPCION DE LAS OPERACIONES PETROLERAS.

##### IV.5.1. Perforación Y Completación.

En el Lote IX las actividades de explotación de petróleo se iniciaron en el año 1942, con la perforación del pozo exploratorio 3310, que alcanzó una profundidad de 3,483 pies. Este pozo fue completado hasta la profundidad de 2,740 pies en las arenas Pariñas Inferior y Areniscas Talara. Su producción inicial fue de 146 BOPD con unidad de bombeo, no habiendo registrado producción inicial de agua.

Posteriormente, desde el año 1944 hasta Abril de 1991 se han perforado 100 pozos adicionales de los cuales 11 fueron exploratorios y 89 de desarrollo, que alcanzaron profundidades desde 1,100 pies hasta 5,200 pies.

La distribución de los pozos exploratorios y de desarrollo es la siguiente

##### POZOS EXPLORATORIOS

Completados	:	06 Pozos.
Abandonados	:	06 Pozos.
SUB-TOTAL	:	12 Pozos.

##### POZOS DE DESARROLLO

Completados	:	80 Pozos.
Abandonados	:	09 Pozos.
SUB-TOTAL	:	89 Pozos.

TOTAL	:	101 Pozos
-------	---	-----------

Hasta el inicio de operaciones de UNIPETRO ABC S.A., el pozo 7763 del Yacimiento Cuesta, fue el último pozo perforado en el área del Lote IX (Abril de 1991) y alcanzó una profundidad de 2,164 pies.

El fluido de perforación utilizado fue del tipo disperso y semidisperso con un rango de peso entre 9.6 y 10.8 Lbs/gl.

La Completación de los pozos (entubado) desde los años 1942 hasta 1951, se realizó utilizando generalmente forros de 6 5/8" y lana perforada de 5" de diámetro. A partir del año 1956 se completó los pozos con casing corrido con diámetros de 4 1/2", 5 1/2" y 6 5/8" de grados J-55 y N-80.

#### IV.5.2. Estimulación de los pozos

Los pozos completados desde 1942 hasta 1947 no fueron estimulados. Entre los años 1947 y 1949 se realizaron los primeros trabajos de Estimulación, que generalmente consistían en explosiones de cargas de nitroglicerina (nitro-shooting). El propósito era incrementar el diámetro frente a la zona de interés y reducir la caída de presión en la vecindad del pozo.

La mayor parte de estos trabajos tuvieron resultados satisfactorios, no obstante que estos pozos se encontraban completados con lana perforada, lo que limitaba realizar un adecuado trabajo de Estimulación.

A partir de 1954 los trabajos de Estimulación se efectuaron mediante fracturamiento hidráulico por etapas, utilizando petróleo crudo en la mayoría de los casos y en otros agua gelificada, diesel, alcohol isopropílico y nitrógeno como fluido fracturante. Las concentraciones de arena como agente de sostén variaron entre 0.5 y 3.0 Lbs/gl., y los regímenes de inyección se fueron incrementando desde 4 BPM a 30 BPM. Las presiones de ruptura, inyección y final variaron entre 600 y 5,000 psi con una presión promedio de inyección de 1,900 psi.

IV.6. ESTADO DE LAS FACILIDADES DE PRODUCCION DEL LOTE IX, AL MOMENTO DE LA ENTREGA (21-09-93).

IV.6.1 Distribución de pozos activos.

La distribución de los pozos activos al inicio de las operaciones de UNIPETRO ABC S.A., fue la siguiente:

CRUDO HCT

Pozos con bombeo mecánico : 30 Pozos

Pozos productores por suabeo : 04 Pozos

TOTAL POZOS HCT : 34 Pozos

CRUDO LCT

Pozos con bombeo mecánico : 14 Pozos

Pozos productores por suabeo : 01 Pozos

TOTAL POZOS LCT : 15 Pozos

GAS NO ASOCIADO : 01 Pozo

TOTAL POZOS ACTIVOS LOTE IX. : 50 Pozos.

IV.6.2. Equipos de Producción Artificial.

De los 44 pozos productores de petróleo, el 100% producían mediante Equipo de Bombeo Mecánico, cuyas unidades de bombeo son de marca Lufkin, Bethlehem y Churchill, todas accionados por motores marca Arrow, Climax, Continental y Oilwell 98-RC, que utilizan gas natural como combustible.

Las Unidades de bombeo y los motores se encontraban en la condición 2 y 3.

#### IV.6.3 Facilidades de Producción.

El proceso de recolección de los hidrocarburos en el Lote IX, se realizaba mediante 2 Baterías y 2 manifold de campo.

En el Cuadro N° 2 se muestra el estado en el que se encontraban las facilidades de producción al 21-09-93.

A continuación se muestra el resumen del análisis de las facilidades de recolección de crudo para el Lote IX, a Setiembre de 1993.

. N° de pozos productores	:	44
. Capacidad de tanques (Totales y prueba)	:	1140 Bls.
. N° de múltiples de recolección	:	06
. Capacidad de prueba de pozos (Pozos/día)	:	03
. Frecuencia de prueba de pozos (N° Pruebas/pozo/mes)Promedio(*)	:	02
. N° separadores instalados (operativos)	:	0
. Bombas de transferencia (Estacionarias)	:	02

(\*) No se consideran 2 pozos que producía diariamente a su propio tanque en el terraplén del pozo o en Batería.

#### ESTACION DE BOMBAS 172 - PARINAS.

Es el punto donde se recepciona toda la producción del Lote IX, para su correspondiente fiscalización y entrega a PERUPETRO S.A., previo reposo de 36 Hrs. En esta estación, PERUPETRO asignó dos tanques para UNIPETRO ABC S.A., TK #1637 de 2942 Bls, para recepcionar la producción de crudo HCT y TK #1643 de 1637 Bls, para recepcionar crudo LCT.

#### IV.6.4. Sistema de Producción y Recolección de gas asociado y no asociado.

A Setiembre de 1993, prácticamente se desconocía la producción de gas asociado en el Lote IX, debido a:

- Treinticuatro (34) de los 44 pozos operativos con EBM, producían con los forros al aire en forma permanente.
- En las baterías y manifolds de campo no se disponía de la infraestructura necesaria para poder medir el gas, como separadores, medidores de desplazamiento positivo, registradores de flujo de gas, válvulas de contrapresión, etc.

El sistema de gas combustibles para los motores de las Unidades de Bombeo estaban alimentadas, con un volumen de gas no determinado, que eran proporcionadas por las siguientes fuentes:

- . Diez (10) pozos operativos con EBM, cuyos forros se encontraban conectadas al sistema de gas combustible.
- . Pozo gasífero 7337 - Batanes.
- . Pozo gasífero 3620 - ubicado en el Lote VI.
- . Pozo gasífero 3985 - ubicado en el Lote IV.
- . Sistema de gas de la Batería 197 - Leones, ubicado en el Lote VI.

#### IV.6.5 Sistema de tratamiento de crudo

El crudo HCT y LCT producidos en el Lote IX, no recibía ningún tratamiento, ni control de contenido de agua y sedimentos (BSW), previo a su transferencia a la estación de bombeo 172 - Pariñas. Los efluentes líquidos se drenaban al campo sin tratamiento alguno, originando grandes manchas de crudo, tanto en las Baterías como en los manifolds de campo.

#### IV.6.6 Producción Fiscalizada

La producción de petróleo crudo del Lote IX se distribuye en crudo HCT (High Cold Test) y crudo LCT (Low Cold Test). De los 86 pozos completados en el área, 57 resultaron productores de crudo HCT, 28 productores de crudo LCT y un pozo productor de gas no asociado.

La producción fiscalizada de crudo HCT y LCT, desde el inicio de la explotación de Hidrocarburos en el Lote IX en 1942, hasta el 20-09-93 ascendió a 5'251,793 Bls. y la producción controlada de agua desde 1958 hasta la misma fecha fue de 378,670 Bls. (la producción de agua en el período 1942-1957 no fue reportada).

El pozo de mayor aporte productivo es el pozo 3577 del yacimiento Batanes que hasta la fecha acumuló 401,174 Bls de crudo HCT y aún continúa produciendo a un caudal de 5 barriles por día.

En el Cuadro N<sup>o</sup> 3 y Gráfico N<sup>o</sup> 2, se puede apreciar la historia productiva del área, donde se puede observar lo siguiente :

- (.) Incremento de la producción por perforación de desarrollo en los períodos 1942-1945 y 1954-1956.
- (.) Declinación natural de la producción de los reservorios desde el año de 1957 hasta 1982 inclusive.
- (.) Disminución de la producción por efectos del "Fenómeno del Niño", en el año de 1983.
- (.) Incremento de la producción a partir del año 1985, como resultado de la perforación de extensión realizada en el área.

## CAPITULO V

TRABAJOS DESARROLLADAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCION, REDUCIR Y CONTROLAR LA CONTAMINACION AMBIENTAL EN EL LOTE IX.

V.1 Reparación de accesos a pozos y terraplenes, construcción de carreteras y Señalización del Campo.

La actividad en este rubro, ha sido intensa desde el inicio de las operaciones de UNIPETRO ABC S.A. en el Lote IX y se continua con el mantenimiento respectivo, los trabajos desarrollados son los siguientes:

Reparación de carreteras troncales, accesos a pozos y terraplenes.

Construcción de nuevas carreteras troncales y secundarias.

Señalización del campo.

Los Objetivos de estos trabajos aparte de facilitar las operaciones de explotación de hidrocarburos que se desarrollan en el Lote IX, han sido para disponer de accesos rápidos, en buen estado y con señalizaciones, para llegar a tiempo al lugar de los hechos en caso de producirse una contingencia, teniendo en cuenta que la topografía del Lote IX es muy accidentada principalmente en los Yacimientos de Cuesta y Leones. El mantenimiento de carreteras en la actualidad se realiza continuamente.

V.1.1 Descripción de los trabajos.

Debido a que la totalidad de la red vial del Lote IX se recepcionaron de Petróleos del Perú S.A. en mal estado, se ha procedido a realizar los siguientes trabajos:

Reparación del acceso al 100% de los pozos operativos del Lote IX.

Limpieza y reparación del terraplén de 18 pozos.

Reparación total de las siguientes carreteras troncales:

- . Carretera Panamericana Norte Bateria 175 Batanes.
- . Bateria 175 Batanes Yacimiento Algarroba Yacimiento Cuesta.
- . Yacimiento Cuesta - Manifold de Campo N° 2 Leones.

#### V.1.2 Construcción de nuevas carreteras Troncales y Secundarias.

La construcción de estas carreteras troncales y secundarias, fue con el objeto de disminuir la distancia entre las diferentes locaciones (baterías, manifolds de campo, pozos, etc.) por consiguiente poder desplazarse por estas carreteras en forma segura y llegar a tiempo en la eventualidad que se presente una contingencia de cualquier índole.

Construcción de la carretera troncal entre la Bateria 175 y el MC-2 Leones.

Distancia aproximada: 600 Mts.

Carretera de la troncal Cuesta al pozo 7763-Leones.

Distancia aproximada: 430 Mts.

Del pozo 4725 al pozo 7682.

Distancia aproximada: 780 Mts.

Del pozo 6323 al pozo 4830.

Distancia aproximada: 1400 Mts.

En el Mapa N° 3, se muestran los trabajos realizados.

### V.1.3 Señalización del Campo.

Considerando que la señalización del campo en lo que respecta a ubicación de pozos, carreteras troncales y secundarias e instalaciones de superficie es de vital importancia, se ha procedido con señalar todo el Lote IX, con la finalidad de facilitar la rápida ubicación de pozos, manifolds y baterías mediante los siguientes trabajos:

Instalación de un tablero con el mapa de carreteras troncales y secundarias, pozos, baterías y manifolds de campo en la entrada principal del lote IX.

Señalización del 100% del camino de acceso a los pozos operativos y abandonados.

Pintado del 100% de tanques según Normas NFPA (National Fire Protection Association), sobre el contenido de los tanques.

Colocación de letreros alusivos a la seguridad vial (curvas, pendientes peligrosas, desvíos, etc.)

Colocación de letreros alusivos a la prevención de incendios.

Señalización del ingreso a cada una de las instalaciones de superficie en el campo, como baterías y manifolds de campo.

### V.2 Reinterpretación geológica de la formación Pariñas Inferior en el Lote IX.

Los Yacimientos de Algarroba, Batanes, Cuesta y Leones incluidos dentro del Lote IX, forman parte de la Cuenta 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.

Teniendo en cuenta que la Fm. Pariñas Inferior es el principal reservorio de donde proviene la producción de Hidrocarburos del Lote IX, se ha realizado la caracterización geológica en detalle de esta formación, que venía siendo considerada como una sola unidad geológica, tanto para su interpretación estructural-estratigráfica, como para su apertura a producción.

Mediante este estudio geológico integral, la Fm. Parinas Inferior ha sido subdividida en 4 horizontes, con la finalidad de tener un mejor conocimiento estratigráfico, estructural y de parámetros petrofísicos de pozo a pozo, ya que cada uno de estos horizontes tiene características diferentes en cuanto a Litología, porosidad y permeabilidad, según lo demuestran los estudios realizados en los núcleos obtenidos en el área.

Para efectuar los estudios estratigráficos-estructurales se ha revisado toda la información de pozos e informes técnicos, núcleos existentes, que ha generado un consolidado de la estratigrafía de los pozos revisados, topes y bases de los horizontes A, B, C y D de la Fm. Pariñas Inferior.

Para suplir la falta de información de pozos en la parte litológica, fue necesario tomar registros Neutrón Compensado que complementa la información litológica y de fluidos del reservorio Pariñas Inferior.

El desarrollo del estudio: caracterización geológica en detalle de la Fm. Pariñas Inferior ha comprendido los siguientes aspectos :

Estudio estratigráfico de la Formación Pariñas Inferior y su respectiva definición Lito-Bio-Crono-Estratigráfica.

La correlación Lito-Electrográfica de la Fm. Pariñas Inferior, determinando la subdivisión de la Unidad en cuatro Horizontes (A, B, C y D).

La construcción de secciones estratigráficas en todo el Lote IX, teniendo como nivel de referencia la discordancia Pre-Talara, lo cual nos ha permitido conocer la acción paleoerosiva de la discordancia y como efecto los horizontes de la Formación Pariñas Inferior.

Así mismo, la continuidad y cambios de espesor de los horizontes y lo que es importante, cambio de facies que nos indican las mejores tendencias en cuanto a características litológicas de la Formación Pariñas Inferior.

La construcción a una escala 1:2500, de secciones estructurales a lo largo y ancho del Lote IX. Considerando la correlación de los cuatro horizontes se ha detallado el modelo estructural de fallamiento normal, determinando y ubicando las fallas mayores, menores y fallas pre-discordancia, que constituye la base para la elaboración del mapa estructural en el tope de la Fm. Pariñas Inferior o en cada uno de los horizontes.

La información que proporcionan las secciones y Mapa estructural es de primera línea, ya que nos determina geoméricamente los bloques y sus relaciones laterales, niveles de agua-petróleo y en combinación con la información estratigráfica, la posición de los diferentes bloques con respecto a los caracteres litológicos.

La elaboración de mapas de arena neta petrolífera de la Fm. Pariñas Inferior para cada uno de los bloques estructurales del Lote IX, esto se basa en la determinación y discriminación litológica de los diferentes horizontes, teniendo la base y el tope de cada uno.

El mapa de arena neta es importante para determinar el volumen del reservorio Pariñas Inferior y de cada uno de sus horizontes, para el cálculo del petróleo insitu recuperable (reservas).

### V.3. ESTUDIOS DE INGENIERIA DE PRODUCCIÓN

Básicamente los estudios de Ingeniería de producción han consistido en :

- V.3.1. Determinación de la Presión de los reservorios mediante Presiones Con Paradas, Restauración de Presión por el método convencional y Drill Steam Test (DST).

En el Lote IX la presión de los reservorios se ha determinado mediante:

- . Pruebas de presión con paradas (PCP)  
Utilizado generalmente en pozos abandonados o con períodos largos de inactividad.
- . Pruebas de restauración de presión (BHP convencional)  
Este tipo de pruebas se realizaron en pozos activos o abandonados, que previamente eran suabeados para bajar la columna de fluido y poder registrar adecuadamente la restauración de presión.

- . Pruebas DST o BHP Modificado

Trabajos efectuados para disponer de mayor información de las características del reservorios o ante la necesidad de evaluar un determinado intervalo.

En los Cuadros N° 4, 5, 6, se muestra los resultados y análisis correspondientes de las pruebas PCP, BHP y DST, donde se puede apreciar que la presión de las formaciones Palegreda y Pariñas Inferior se encuentran en el orden de 100 - 250 Psi, lo que demuestra el avanzado grado de explotación de estos reservorios.

#### V.3.2. Análisis de la productividad de los pozos mediante pruebas Dinamométricas y Niveles de fluido.

En el Lote IX, las pruebas dinámométricas y niveles de fluido son una herramienta de vital importancia para evaluar la performance de todo el sistema de bombeo mecánico, teniendo en cuenta que este método de producción es utilizado en el 100% de los pozos productores de petróleo. Entre los principales logros que se han obtenido mediante las pruebas dinamométricas y niveles de fluidos tenemos:

- . Optimización y evaluación del sistema de bombeo mecánico (superficie y subsuelo)
- . Determinación del caudal de producción real de los pozos

- Identificación de los principales problemas en cada uno de los pozos del Lote IX, en base a lo cual se han tomado las acciones correctivas, que ha permitido disminuir la frecuencia de servicios/pozo/año de 1.73 en el año 1993 a 0.95, 0.68 y 0.29 en los años 1994, 1995 y 1996 respectivamente.

#### V.3.2.1 Pruebas Dinamométricas

En el período Setiembre, 93-Setiembre,96 en el Lote IX se han realizado 265 pruebas dinamométricas, que equivale a un promedio de 3.25 pruebas/pozo, cuyo resumen del análisis cualitativo se muestra en la siguiente tabla y en el Gráfico N° 3, donde se puede apreciar que los principales problemas identificados corresponden a golpe de fluido (58.1%) de las pruebas, lo que demuestra el bajo nivel de energía de los reservorios del Lote IX, en el cuadro N° 7 y 7A, se muestran la estadística de pruebas dinamométricas/nivel de fluido y el análisis cualitativo de las pruebas dinamométricas de los pozos.

ANALISIS CUALITATIVO - PRUEBAS DINAMOMETRICAS LOTE IX  
BASE: 265 PRUEBAS

	TIPO DE PROBLEMA	CANTIDAD	PORCENTAJE
1	Buen área de trabajo	34	17.2
2	Golpe de fluido	115	58.1
3	Bomba tiende a agarrarse	4	2.0
4	Fricción en carrera ascendente o descendente	10	5.1
5	Pérdida en válvula móvil	85	42.9
6	Pérdida en válvula fija	3	1.5
7	Golpe de bomba	30	15.2
8	Bomba aprisionada	0	0.0
9	Pérdida en tubing o niple de asiento	1	0.5
10	Pozo no produce	2	1.0
11	Unidad de bombeo sobre dimensionada	16	8.0
12	Unidad de bombeo desbalanceada	49	24.7
13	Torque actual excede al torque del diseño	6	3.0
14	Compresión de gas	16	8.0
15	Sobre-recorrido	3	1.5
16	Poco peso del fluido	2	1.0
17	Sin trabajo de bomba	3	1.5

Nota: En una misma prueba dinamométrica se pueden identificar 1 o más problemas

El detalle del número de pruebas por pozo y la frecuencia de pruebas dinamométricas/pozo/año se muestran en el Cuadro N° 7 y Gráficos N° 4 y 5.

### V.3.2.2 NIVELES DE FLUIDO

En el período Setiembre 93 - Setiembre 96, en el Lote IX se han realizado 655 pruebas de nivel de fluido, que equivale a un promedio de 8.6 pruebas/pozo, considerando todos los pozos que han trabajado con Equipo de Bombeo Mecánico durante este período.

Con la finalidad de establecer la tendencia cuantitativa de la sumergencia de la bomba de subsuelo en los pozos que trabajan con equipo de bombeo mecánico, se ha calculado el promedio mensual de este valor en los pozos con producción estabilizada, obteniendo los siguientes resultados:

Sumergencia promedio, año 1993	262 Pies
Sumergencia promedio, año 1994	142 Pies
Sumergencia promedio, año 1995	120 Pies
Sumergencia promedio, año 1996	140 Pies

De estos valores indicados se puede concluir que existe una marcada tendencia descendente de la sumergencia en los pozos del Lote IX, hasta Set-1995, después de esta fecha el promedio de la sumergencia empieza incrementarse, debido a un mejor conocimiento y manejo en cuanto a producción del campo, tal como se muestra en el Gráfico N° 6, lo cual comprueba los resultados obtenidos en las pruebas dinámicas. Asimismo en el Cuadro N° 8 y el Gráfico N° 4, se muestra el detalle del número de pruebas de nivel de fluido por pozo y la frecuencia de las pruebas de nivel de fluido/pozo/año.

#### V.4. REACTIVACION DE POZOS ATA

Uno de los principales factores del mantenimiento de la producción fiscalizada en el Lote IX, encima de los 400 BOPD por un período de 3 años, ha sido la reactivación de pozos ATA, que se realizó en base a un exhaustivo análisis en los siguientes aspectos :

Estado mecánico del pozo (casing, tubing, estado de la cementación)

Reservas remanentes.

Evaluación de la presión y energía de reservorio.

En base a las condiciones del pozo se procedió con su intervención para su correspondiente rehabilitación.

En el período Noviembre'93 - Julio'96, se han reactivado 24 pozos ATA, que hasta el 30-09-96 han acumulado 93,014 Bls. de crudo fiscalizado. El pozo de mayor aporte productivo es el 4987 - Cuesta, que hasta la misma fecha acumuló 16,090 Bls. En los Cuadros Nº 9 y 10, se muestra la relación de pozos reactivados, trabajos realizados y el volumen mensual obtenido de los pozos ATA. En el Gráfico Nº 7, se muestra el promedio de la producción diaria.

## V.5 PRODUCCIÓN DE PETROLEO, GAS Y AGUA.

### V.5.1. IMPLEMENTACION DE NUEVA INFRAESTRUCTURA

#### V.5.1.1. Manifold de Campo-2 (Pozo: 7344-Leones)

Debido a la alta contrapresión que existía en la línea de Flujo de los 5 pozos del Yacimiento Leones (hasta 160 Psi), cuando estos producían a la Bat.-175 y el alto BSW (hasta 30%), se ha implementado un nuevo punto de recolección en el terraplén del pozo 7344-Leones, con lo que se ha logrado disminuir la contrapresión a un promedio de 13 PSI, lo que ha permitido incrementar la producción de estos 5 pozos en un 35%. Los equipos instalados en este Manifold de campo son los siguientes:

- 01 Tanque Operativo de 200 Bls. de capacidad
- 01 Tanque lavador (Gun Barrel) de 100 Bls. de capacidad
- 01 Separador bifásico
- 01 Vol-u-meter de 1/2 Bls.
- 01 Medidor de gas.

Asimismo, se ha realizado la reparación y pintado general de los 2 tanques y la instalación de sus respectivas escaleras para facilitar la medición de crudo.

#### V.5.1.2. Manifold de Campo-4 (Pozo: 7371-Batanes)

Debido a que pozos de los yacimientos Batanes y Cuesta se encontraban alejados a sus respectivos puntos de recolección, se implementó un manifold de campo en el terraplén del pozo 7371-Batanes, donde se instaló los siguientes equipos:

- 01 Manifold de 7 entradas.
- 02 Tanques de 50 y 93 Bls. de capacidad

Asimismo se ha realizado la reparación y pintado general de los 2 tanques y la instalación de sus respectivas escaleras para facilitar la medición del crudo.

#### V.5.1.3. COMPRA DE UN MEDIDOR PORTATIL DE LIQUIDOS Y GAS

Debido a que al inicio de nuestras operaciones, ninguno de los puntos de recolección de crudo en el Lote IX, contaba con las facilidades para la medición de gas y ante la imposibilidad de instalar esta infraestructura en cada uno de estos puntos de recolección, por la alta inversión requerida en equipos y servicios, fue necesario la compra de un medidor portátil de líquidos y gas, lo que ha permitido medir el volumen de gas producido en el 100% de los pozos operativos del Lote IX.

#### V.5.1.4. IMPLEMENTACION DE UNIDADES DE BOMBEO PORTATILES.

Con los trabajos realizados y resultados obtenidos, se ha demostrado que especialmente la Fm. Parinas Inferior tiene un bajo nivel de energía, debido al avanzado grado de explotación en el que se encuentra, por lo cual los pozos que producen de esta Fm., requieren de periodos de restauración de presión, que se logra mediante el cierre temporal de estos pozos.

##### Acciones Desarrolladas.

Para realizar una explotación eficiente de petróleo y superar el problema indicado, a partir del mes de Noviembre de 1993, se empezó a realizar la rotación de las unidades de bombeo estacionarias con sus respectivos motores, entre los pozos de menor producción, manteniendo el equipo de subsuelo dentro del pozo, con lo cual se ha logrado los siguientes resultados:

- . Obtener producciones iniciales de 20 a 25 BDOPD durante los 15 ó 20 días, en pozos que normalmente producen de 03-04 BOPD.
- . Disminución del número de servicio de pozos para reinstalar el equipo de subsuelo.
- . Disminuir la frecuencia de servicio de pozos, que ocurrían como consecuencia del trabajo sin nivel de fluido de la bombas de subsuelo.

Con estos buenos resultados, en el mes de Junio de 1996 se importó de los EEUU una Unidad Portátil marca JENSEN modelo B-40D-89-42, con lo cual se ha logrado optimizar aún más el proceso de rotación de las Unidades de bombeo estacionarias, en los siguientes aspectos:

- Mayor rapidez para el transporte e instalación de la PU portátil, el cual se realiza en solo 3 horas con personal propio, frente a los 2 días que era requerido cuando este trabajo se realizaba con las Cias. de Servicios, lo que redundaba en una menor producción diferida.
- Ahorro de US\$ 287 por cada movimiento de Unidad de Bombeo.
- Producción de 1645 Bls. de petróleo entre el 08-06-96 al 24-09-96 que resulta en un promedio de 15.5 BOPD, como se puede ver en el siguiente Cuadro estadístico:

ESTADISTICA DE PRODUCCION DE POZOS CON PU PORTATIL  
(DEL 08-06-96 AL 24-09-96)

POZO	YACIMIENTO	PROD.(Bls)			N° DIAS	PROD.(Bls/D)		
		OIL		AGUA		OIL		AGUA
6813	BATANES	262	x	0.0	17	15.4	x	0.0
6892	BATANES	71	x	2.0	6	11.6	x	0.3
6814	BATANES	263	x	10.0	16	16.4	x	0.6
7371	BATANES	52	x	2.0	4	13.0	x	0.5
6993	BATANES	190	x	21.0	14	13.6	x	1.5
6994	BATANES	268	x	11.0	16	16.8	x	0.7
4187	ALGARROBA	27	x	4.0	2	13.5	x	2.0
6768	ALGARROBA	50	x	4.0	4	12.5	x	1.0
7369	CUESTA	222	x	20.0	12	18.5	x	1.7
7443	CUESTA	60	x	0.0	6	10.0	x	0.0
5044	CUESTA	40	x	1.0	3	13.3	x	0.3
6813	BATANES	140	x	2.0	6	23.3	x	0.0
<b>TOTAL</b>		<b>1645</b>	<b>x</b>	<b>77.0</b>	<b>106</b>	<b>15.5</b>	<b>x</b>	<b>0.7</b>

#### V.5.2. INFLUENCIA DE LA CONTRAPRESION DE LA LINEA DE FLUJO EN LA PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS

Se ha determinado en forma práctica que la contrapresión en la línea de flujo de los pozos tiene un efecto negativo en su producción. Los principales factores que influyen en la contrapresión de la línea de flujo son : la diferencia del nivel del terreno entre el pozo y su respectivo punto de recolección, así como la longitud y estado de la línea de flujo.

Es por esta razón, que en el período Setiembre'93 Noviembre'93, se realizó una evaluación de los factores que afectaban la contrapresión en la línea de flujo. Esta evaluación ha consistido en:

- Medición física de la contrapresión en la línea de flujo de todos los pozos operativos del Lote IX al 21-09-93, bajo las condiciones en que fueron recepcionados de Petróleos del Perú S.A.
- Medición de la longitud de la línea de flujo.
- Determinación de la diferencia del nivel del terreno entre el pozo y su respectivo punto de recolección.
- Evaluación del estado de la línea de flujo, principalmente en lo que respecta a la presencia de parafina y otras obstrucciones que producían restricciones para el libre flujo de los fluidos.

Los resultados obtenidos como consecuencia de estas evaluaciones se muestran en el Cuadro Nº 11, donde se puede resaltar lo siguiente:

Longitud promedio de línea de flujo/pozo: 2820 pies

- Diferencia de nivel promedio entre el punto de recolección correspondiente y el pozo: 25 pies

Contrapresión promedio por pozo: 40 psi

Con la finalidad de disminuir la contrapresión en la línea de flujo de los pozos y mejorar su aporte productivo, a partir de Noviembre de 1993 se realizaron los siguientes trabajos:

- Implementación de los Manifold de Campo N° 2 - Leones y Manifold de Campo N° 4 - Batanes donde actualmente se vienen recepcionando la producción de 05 y 07 pozos respectivamente.
- Reubicación de la línea de flujo de los pozos, a puntos de recolección más cercanos, teniendo en cuenta la diferencia de cotas entre el pozo y la batería ó manifold de campo.
- Independización de las líneas de flujo que eran utilizadas por 2 ó más pozos.
- Medición por 24 horas de la contrapresión en la línea de flujo de todos los pozos que producen con bombeo mecánico, mediante un registrador de presión instalado en la boca del pozo.
- Reemplazo y/o limpieza con vapor de las líneas de flujo que mostraban presencia de parafina u otro tipo de obstrucciones.

Con los trabajos descritos, se ha logrado buenos resultados, especialmente en los 5 pozos del Yacimiento Leones, que inicialmente producían a la Batería 175 -

Batanes. Luego de la reubicación de la línea de Flujo de estos pozos al MC-2 ubicado en el terraplén del pozo 7344.

- Leones y la limpieza con vapor de la tubería, se ha obtenido un incremento de la producción proveniente de estos pozos en + 35%.

Adicionalmente en el Cuadro NO 12, se muestran los otros resultados obtenidos cuyo resumen es el siguiente :

Longitud prom. de la línea de flujo/pozo: 1672 pies

- Diferencia de nivel promedio entre el punto de recolección correspondiente y el pozo : -13 pies
- Contrapresión promedio por pozo : 14 psi

#### V.5.3. MODIFICACIÓN DE LOS PUENTES DE PRODUCCIÓN.

De los 44 pozos productores encontrados, 34 de ellos producían con forros al aire, originando contaminación por gas y depletación del reservorio. Se procedió a modificar los puentes de producción, conectando los forros a las líneas de producción y a las líneas de los anillos de gas.

#### V.5.4. DESFOGUE DE POZOS

En los trabajos de explotación de hidrocarburos por bombeo mecánico, durante el control de la producción de los pozos, una de las operaciones de rutina es el desfogue de la línea de flujo, lo que origina la contaminación con petróleo crudo y agua de formación del terraplén y áreas aledañas.

Para solucionar este problema de contaminación, en el Lote IX, se realizaron los siguientes trabajos:

- Instalación de cilindros de 55 galones de capacidad al nivel del suelo y frente a la válvula de desfogue de la línea de flujo, en el 100% de los pozos operativos que producen con Equipo de Bombeo Mecánico; de esta forma se acumula el petróleo crudo y el agua de formación que se producen durante esta operación.
- Remoción y limpieza del terreno que se encontraba contaminado como consecuencia del desfogue de la línea de flujo de los pozos.
- Implementación de conexiones en todos los pozos con Equipo de Bombeo Mecánico, para recuperar y bombear por la línea de flujo a los puntos de recolección, de los fluidos acumulados en los cilindros instalados frente a las válvulas de desfogue de la línea de flujo, operación que se realiza mediante una bomba de transferencia portátil.

#### V.5.5. MÚLTIPLES DE RECOLECCIÓN:

Los múltiples de recolección de la Bat.- 175 y Manifold de campo N° 1, se encontraron en un estado deficiente por su antigüedad y la falta de mantenimiento, debido a lo cual presentaban fugas de crudo que originaban manchas en el terreno hasta de 10 cmts. de espesor.

Los trabajos realizados para controlar y reducir estos problemas fueron:

Se procedió con remover y retirar la tierra contaminada, trasladarla a otro lugar para depositar y enterrarla.

Pintado de válvulas, codos, uniones, nipples, tuberías de flujo, etc. y los accesorios que se encontraron en mal estado fueron reemplazados con material nuevo.

Se instaló cilindros a nivel del suelo en las válvulas de conexión entre el tanque y la manguera de las bombas de transferencia, con el fin de evitar el derrame de crudo al momento de la transferencia.

#### V.5.6. TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La totalidad de los tanques de almacenamiento encontrados en el Lote IX. Se encontraron deteriorados debido a la falta de mantenimiento y limpieza. Por otra parte, alrededor de los tanques y los múltiples de recolección se encontraron manchas de crudo a causa de los derrames de los tanques y por fugas de petróleo debido al mal estado de las válvulas, codos, uniones, etc.; por lo cual se procedió a realizar los siguientes trabajos:

Limpieza general (interna y externa) del 100% de los tanques instalados en el Lote IX.

Pintado de todos los tanques, tanto los que se encontraron en el Lote IX como los que se alquilaron a Petroperú (tanques F-808 y F-809 ).

Remoción y traslado del terreno contaminado con crudo a otro lugar y reemplazo con material limpio.

Reparación y/o cambio de fondo en tanques, así como instalación de escaleras para facilitar la medición de crudo.

### V.5.7. DRENAJE DE AGUA DE FORMACIÓN

En el Lote IX el promedio anual, hasta Setiembre de 1996 de la producción de agua de formación es 91 BWPD, volumen que es drenado al campo en los siguientes puntos de recolección:

ESTACION DE RECOLECCION	VOLUMEN DRENADO(BWPD)
Batería 175-Batanes	10
Batería 401-Cuesta	02
MC-1 Batanes	18
MC-2 Leones	30
MC-3 Cuesta	03
MC-4 Batanes	18
EM. 175 Pariñas	10
<b>PROMEDIO TOTAL AÑO 1996:</b>	<b>91</b>

Pozas de drenaje API.

Con la finalidad que el agua drenada al campo o a las pozas de evaporación tengan el mínimo contenido de hidrocarburos y sales, se han construido 02 pozas API una en la Batería 175-Batanes y otra en la Batería 401-Cuesta, con sus respectivas pozas de evaporación. Permitiendo de esta forma la recuperación del aceite libre y almacenar el agua drenada de las pozas API, evitando su drenaje a las quebradas adyacentes a las baterías propiciando su eliminación por evaporación y filtración, así también decantar las sales y sólidos que contienen estas aguas. Las características y dimensiones de las pozas API construidas, se puede ver en la Lamina No. 5.

En el siguiente cuadro se puede apreciar los valores máximos permisibles de emisión de efluentes dados por la Resolución Directoral N° 030-96-EM/DGAA y los valores promedios encontrados en los Puntos de Emisión del LOTE IX.

PARAMETRO	VALOR MAX. PERMISIBLE MINISTERIO DE ENERGIA	VALOR ENCONTRADO EN EL LOTE IX.
PH	5.5 y menor que 9	6.9 a 7
Aceites y grasas (mg/lt) para vertimientos en aguas continen- tales.	30	12 a 14
Bario (mg/lt)	5.0	Trazas
Plomo (mg/lt)	0.4	Trazas

Se puede apreciar que los valores encontrados en los puntos de emisión del Lote IX, están por debajo de los valores máximos permisibles dados por el Ministerio de Minas/Dirección General de Asuntos Ambientales.

## V.5.8. METODOS DE PRODUCCION DE CRUDO EN EL LOTE IX

### V.5.8.1. PRODUCCION CON EQUIPO DE BOMBEO MECANICO

Al 30 de Setiembre de 1996, en el Lote IX se disponía de 52 Unidades de Bombeo, de las cuales 44 fueron recepcionadas de Petróleos del Perú S.A. y 7 unidades de Bombeo, una unidad de bombeo transportable de marca JENSEN modelo B-40D-89-42 con sus respectivos motores ARROW modelo C-46, fueron adquiridos por UNIPETRO ABC S.A. en los meses de Diciembre de 1994, Enero de 1995 y Mayo de 1996. Con estos equipos, a partir del 08 Junio de 1996, el número de pozos operativos con Bombeo Mecánico se mantiene en 52.

### V.5.8.2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO-LOTE IX

Desde el inicio de operaciones a Setiembre 96 en el Lote IX se han producido 503,694 Bls de crudo y 73,375 Bls de agua de formación. La producción por mes, se detalla en el Cuadro N° 13 y el Gráfico N°8.

### V.5.8.3. ANÁLISIS DE LA PRODUCCIÓN DIFERIDA.

Para el análisis de la producción diferida, ésta ha sido clasificada en:

- . Pozos sin producción.
- . Problemas mecánicos de la Unidad de Bombeo y motor
- . Espera disponibilidad de equipo de Bombeo Mecánico (Unidad de Bombeo y Motor)
- . Servicio de pozos
- . Otros motivos (pozos en trabajos de reacondicionamiento, evaluación, etc)

En el Cuadro N° 14 y el Gráfico N° 9, se muestra la historia de la producción diferida, donde se puede apreciar que la producción diferida de campo desde el inicio de operaciones de UNIPETRO ABC S.A. en el Lote IX hasta el 30-09-96 fue de 68.3 BOPD, correspondiendo el mayor rubro a espera de disponibilidad de Equipo de Bombeo Mecánico con un promedio de 33.2 BOPD (48.6%)

#### V.5.8.4. HISTORIA DE PRODUCCIÓN FISCALIZADA LOTE IX.

Desde Setiembre de 1993 hasta el 30-09-96, se han producido 468,580 Bls de crudo fiscalizado, que equivale a un promedio de 424 BOPD con un API entre 30.1° a 32.1°, para todo este período.

En el Cuadro N° 15, se muestra el detalle de la producción mensual, acumulada anual y acumulada en todo el período de Setiembre 93 - Setiembre 96.

En el Gráfico N° 10, se muestra la curva de producción fiscalizada desde el año 1993, donde se puede apreciar un significativo incremento desde setiembre de 1993, fecha en que se iniciaron las operaciones de UNIPETRO ABC S.A.

El contenido de agua y sedimentos (BSW), azufre y sal del crudo fiscalizado en el tiempo de operación, se ha encontrado muy por debajo de los límites permitidos por el Contrato de Servicios Petroleros, suscrito por UNIPETRO ABC S.A. (Valores promedios: BSW = 0.05% ; Azufre = 0.08% ; Sal = 4.5 Lb/1000 bbl.).

#### V.5.8.5. HISTORIA DEL FACTOR DE FISCALIZACIÓN

En el Lote IX, el factor de fiscalización durante el período Set. 93 - Set. 96, ha tenido una variación entre 0.84 y 0.99 tal como se muestra en el Cuadro N° 14 y el Gráfico N° 11.

#### V.5.8.6. OPERACIONES DE SERVICIO DE POZOS

Se ha realizado un análisis de todos los parámetros que intervienen en una eficiente performance del sistema de producción artificial, con la finalidad de mejorar y optimizar las operaciones de Servicio de Pozos, donde se ha considerado la condición o estado del pozo, calidad del servicio y eficiencia del equipo de subsuelo. En el Cuadro N° 16 y Gráfico N° 12, se muestran los resultados de la frecuencia de servicios de pozos/día.

. Problemas que con mayor frecuencia se han encontrado en las bombas de subsuelo:

- Copas de anclaje en mal estado.
- Barril colapsado.
- Pistón rayado o desgastado.
- Barril rayado o desgastado.
- Válvulas en mal estado (bolas y asientos desgastados, rayados o con presencia de abrasión).
- Problemas de corrosión en válvulas, barril, pistón, etc,) en pozos donde se ha realizado tratamiento ácido.
- Varillas de válvula, bujes o conectores con hilos desgastados o en mal estado.
- Jaulas desgastadas o con hilos en mal estado.
- Presencia de arena de frac y/o formación.
- Presencia de carbonatos.
- Presencia de parafina.

Considerando que la bomba de subsuelo es la parte más importante de todo el equipo de subsuelo en pozos que producen con bombeo mecánico, en UNIPETRO ABC S.A., se ha brindado especial prioridad al control y cuidado de estos equipos, En el período Set. 93 - Set. 96, se ha realizado la reparación de 169 bombas de subsuelo, con una frecuencia promedio mensual de 4.7 reparaciones / mes para todo este período, correspondiendo el mayor promedio al año 1993 con 8.33 reparaciones/mes, debido principalmente a la campaña de Servicios de Pozos que se realizó al inicio de nuestras operaciones.

Teniendo en cuenta el alto costo de servicio a un pozo y el lucro cesante que este origina, en UNIPETRO ABC S.A. se ha brindado especial importancia a esta actividad, mediante las siguientes acciones:

- . Análisis exhaustivo de la causa o motivo del servicio, como estado del pozo en lo que respecta a reservas remanentes, determinación del nivel de energía y aporte productivo del pozo, fallas en los accesorios de la instalación de subsuelo, etc.
- . Rediseño de la instalación de subsuelo, de acuerdo al aporte productivo del pozo.
- . Supervisión a tiempo completo del servicio por un ingeniero de UNIPETRO ABC S.A., desde el momento que la Unidad de Servicio ingresa al pozo hasta que se retira de la locación.
- . Supervisión a tiempo completo de la reparación de las bombas de subsuelo, para controlar las pruebas correspondientes y el reemplazo adecuado de las partes en mal estado.

- . Implementación de una carreta para el transporte inmediato y de acuerdo a las normas API de tubos y varillas durante las 24 Hrs. del día, en el caso que se requiera cambiar estos accesorios.
  
- . Importación de tubing, varillas, bombas de subsuelo, repuestos de bombas y otros accesorios en cantidades suficientes para cubrir las necesidades de estos accesorios.
  
- . Controlar y mantener actualizando las estadísticas sobre la reparación de bombas por pozo, para determinar la verdadera causa del servicio y tomar las acciones correctivas que sean necesarias.

#### V.5.9. ESTADO DE LOS MOTORES DE LAS UNIDADES DE BOMBEO Y BOMBAS DE TRANSFERENCIA.

El 100% de las unidades de bombeo en el Lote IX, así como de las bombas de transferencia, son accionadas por motores a gas. Los 46 motores operativos (44 de las PU'S, y 2 de las bombas de transferencia) recepcionadas a Petr6leos del Per6 al inicio de nuestras operaciones, se encontraban trabajando en forma deficiente por falta de mantenimiento, lo cual generaban problemas que a continuaci6n se describen:

Alto consumo de aceite (30 a 35 galones por d6a en promedio).

Emisi6n de CO<sub>2</sub> en alto porcentaje, que originaba contaminaci6n del medio ambiente.

Constantes cambios de aceite, fugas de aceite por el respiradero del carter, tapa de v6lvula, etc.

Generaci6n de ruidos por falta de silenciadores, que causan migraci6n de la fauna y dano al sistema auditivo de los trabajadores.

Para resolver estos problemas, se realizaron las siguientes acciones:

Importaci6n de repuestos para la reparaci6n general de los motores marca Arrow, Climax, Continental.

Implementaci6n de un programa de mantenimiento preventivo de 3000, 6000 y 12000 Hrs.

Importaci6n de 3 motores Arrow C-46, para reemplazar los motores Oilwell 89-RC recepcionados de Petr6leos del Per6, por falta de repuestos y el alto costo de

reparación, importación de 7 Unidades de bombeo Jensen con sus respectivos motores Arrow C-46, importación de una Unidad de bombeo Jensen transportable con su motor Arrow C-46.

Instalación de silenciadores a 40 pozos, que producían excesivo ruido.

Los trabajos anteriormente descritos han permitido reducir el consumo de aceite de los motores de 35 a 5 galones en promedio por día, que representa un 85% menos del consumo inicial; por otro lado reducir al mínimo el problema de manchas de aceite, ruidos y emisiones de CO<sub>2</sub>.

#### V.5.10. PRODUCCIÓN DE GAS.

##### V.5.10.1. MONITOREO DE LA PRODUCCIÓN DE GAS

Al inicio de las operaciones de UNIPETRO ABC S.A., no contaba con la infraestructura necesaria para realizar la medición del gas producido por los pozos del Lote IX, tales como: separadores, medidores de gas, medidores de desplazamiento positivo, válvulas de contrapresión, etc. Como consecuencia de este hecho, en Setiembre de 1993 no se contaba con la información referente a la producción de gas y GOR de ninguno de los pozos del Lote IX.

Para iniciar la evaluación de la producción de gas por métodos convencionales, hubiese sido necesario construir una batería con todas las facilidades para la medición del gas, en cada uno de los seis puntos de recolección con que cuenta el Lote IX, lo que representaba una inversión de aproximadamente US \$ 600,000.

Con la finalidad de reducir la inversión y ante la necesidad de contar con la información sobre la producción de gas, se procedió con implementar la siguiente infraestructura :

- Un medidor portátil de líquidos y gas para registrar la producción de petróleo, agua y gas de los pozos, que fue construido por la Cía. Internacional Tool Supply Inc. de Houston-USA, a solicitud de UNIPETRO ABC S.A.
- Un medidor portátil de gas para registrar el gas producido por el espacio anular de todos los pozos del Lote IX.
- Instalación de las facilidades para registrar la producción de petróleo, agua y gas en el terraplén del pozo 7344-Leones, que ha permitido evaluar el aporte productivo de los fluidos en los 5 pozos del Yacimiento Leones.

#### V.5.10.2. COMPOSICIÓN DEL GAS COMBUSTIBLE EN EL LOTE IX

Del análisis de muestras de 4 pozos de los 4 yacimientos, así con una muestra representativa del sistema de gas combustible del Lote IX, fue realizado en el laboratorio del Departamento de Gas Natural de Petróleos del Perú S.A.; obteniéndose los siguientes resultados :

ANALISIS DE GAS - LOTE IX

YACIMIENTO	BATANES	CUESTA	LEONES	ALGARROBA	LOTE-IX
POZO	6773	7366	7616	13401	
COMPOSICION					
METANO	89.4332	89.624	95.6284	88.4991	91.9693
ETANO	1.6548	1.6389	0.6538	3.4482	1.1357
PROPANO	1.6642	2.4412	1.0196	0.6508	1.4569
Iso-BUTANO	1.0184	1.3895	0.5709	0.6613	0.6220
n-BUTANO	1.1963	1.8413	0.6817	0.3177	0.7320
Iso-PENTANO	0.9583	1.3896	0.5099	0.4493	0.4916
n-PENTANO	0.4039	0.6368	0.2123	0.0382	0.1975
HEXANO	0.6438	0.2970	0.0000	0.0000	0.4700
DIOX. CARBONO	0.4613	0.6483	0.6433	5.2405	0.6640
OXIGENO	0.1619	0.0000	0.0000	0.0000	0.0610
NITROGENO	2.4038	0.0970	0.0820	0.6950	2.2000
BTU(Bruto)	1134.67	1196.1	1072.77	1025.17	1079.690
BTU(neto)	1026.63	1093.3	968.2	925.44	975.3828
GRAV. ESPEP.	0.6689	0.6871	0.6067	0.6554	0.6350
GAL. LIQ.	1.9262	2.5631	0.944	0.6725	1.2775
PESO MOL.	19.3323	19.855	17.543	18.9435	18.3558
M.C.P.	0.5079	0.5113	0.5195	0.5006	0.51137

V.5.10.3. PROCEDIMIENTOS PARA MONITOREAR LA PRODUCCION DE GAS

El monitoreo de la producción de gas en todos los pozos operativos del Lote IX, se realizó mediante la infraestructura adquirida (medidor portátil de liquido-gas y medidor portátil de gas).

Para cada uno de los pozos fue necesario encontrar un procedimiento, debido principalmente a que la baja producción de gas (entre 1,000 y 4,000 SCF/día) en la mayoría de los pozos, no permitía que los instrumentos de control del separador, medidor de desplazamiento positivo y válvula de contrapresión trabajen adecuadamente, presentándose constantes problemas operativos.

Para superar este problema fue necesario medir en forma separada la producción de gas del espacio anular tubing-casing mediante el medidor portátil de gas y la producción de tubos mediante el medidor portátil de líquidos y gas. En este caso el gas para operar los instrumentos del medidor de desplazamiento positivo, es suministrado por el pozo gasífero 7337-Batanes o por el sistema de recolección de gas combustible, que tiene una presión promedio de aproximadamente 10 PSI. En los pozos con regular producción de gas (entre 8,000 y 20,000 SCF/día), sólo se utilizó el medidor portátil de líquidos y gas, ya que en este caso los instrumentos de control operaban adecuadamente.

Mediante los procedimientos escritos, se ha logrado evaluar el aporte productivo de gas en todos los pozos del Lote IX (gas asociado y no asociado).

El volumen promedio de gas producido por cada uno de los pozos operativos en Setiembre 1996, se muestra en el Cuadro N° 17, cuyo volumen total asciende a 188.9 MSCF/DIA.

En el Gráfico N° 13, se muestra la carta donde se registra la producción de gas por los forros del pozo 6794 - Batanes, donde:

Presión diferencial	:	7.79 Pulg/agua
Presión estática	:	0.90 psi
Constante	:	374.313
Caudal del gas	:	4,126 SCF/DIA
Producción	:	08 x 00 BPD
GOR	:	516 SCF/B1

#### V.5.10.4. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE POR LOS MOTORES DE LAS UNIDADES DE BOMBEO Y BOMBAS DE TRANSFERENCIA.

El cálculo del consumo de gas combustible por cada uno de los motores de las unidades de bombeo y las bombas de transferencia instaladas en el Lote IX, se ha realizado en forma teórica utilizando las tablas suministradas por el fabricante de motores ARROW, CLIMAX y CONTINENTAL, lo cual fue comprobado mediante la medición real del consumo de gas con el medidor portátil descrito en el ítem V.5.9.1, encontrándose que estos valores coinciden plenamente, tal como se demuestra en el siguiente ejemplo:

Pozo	:	6893 - Batanes
Motor	:	Arrow C - 66
RPM del Motor	:	556 RPM/min.

- Cálculo teórico del consumo de gas:

Del Gráfico Nº 14, se obtiene que un motor ARROW modelo C-66 con 556 RPM, tiene un consumo de 116,000 BTU/hora.

Utilizando una equivalencia de que 1 SCF de gas = 975.3828 BTU, valor equivalente al poder calorífico neto, obtenido en el análisis de la muestra del sistema de gas combustible del Lote IX, se tiene el consumo por hora y por día:

Consumo de gas por hora : 118.9 SCF

Consumo de gas por día : 2854 SCF

En el Cuadro N° 18, se muestra el consumo de gas por los motores instalados en cada pozo, que fue calculado teóricamente en base a las condiciones operativas actuales de los motores y considerado una eficiencia del 90%.

- Cálculo del consumo de gas mediante medición en la línea de flujo al motor:

De la carta donde se registra la presión estática y diferencial de flujo de gas en el motor del pozo 6893 - Batanes (Gráfico N° 15) tenemos:

Diámetro de la línea de flujo	:	2"ø
Diámetro del orificio	:	1/4"ø
Presión estática del Registrador de Flujo	:	1.653 Psi
Presión Dif. del Registrador del Flujo	:	3.30" agua

Mediante la fórmula:

$$Q \text{ (SCF/Día)} = C \sqrt{(P_e + 14.7) \times P_d}$$

Donde:

Q	:	Volumen de gas en SCF / día.
P <sub>e</sub>	:	Presión estática (psi)
P <sub>d</sub>	:	Presión diferencial (pulg-agua)
C	:	Constante.

Del Cuadro N° 19, se tiene que para una línea de flujo de 2"Φ con orificio de 1/4"Φ, la constante "C" es 374.313, luego reemplazando en la ecuación anterior, se tiene:

Q - 2,750 SCF/DIA

Entre los valores obtenidos teóricamente (2854 SCF/día) y mediante mediciones en la línea de flujo al motor (2750 SCF/día), para el consumo de gas del motor instalado en el pozo 6893 Batanes, existe una diferencia de sólo 3.6%.

#### V.5.10.5. BALANCE DE GAS A SETIEMBRE DE 1996

Para realizar el balance de gas a Setiembre de 1996 se ha considerado los siguientes aspectos:

##### Producción de gas

- . Gas Asociado.- Producción de gas proveniente de los 52 pozos operativos en el mes de setiembre de 1996 que producen con equipo de bombeo mecánico.
- . Gas No asociado.- Producción del pozo 7337 - Batanes

##### Consumo de gas

- . Gas Combustible para los motores de las unidades de bombeo y los motores de las bombas de transferencia.
- . Gas Venteado al Aire. Aunque en el Lote IX no se ventea gas al aire en forma permanente, existe un volumen que necesariamente tiene que ser venteado por períodos de aproximadamente 5 minutos/pozo/día, como consecuencia del desfogue del espacio anular casing - tubing, para evitar el bloqueo de la bomba

de subsuelo. Este volumen de gas ha sido estimado por la diferencia entre la producción total del lote IX y el consumo como combustible por los motores de las unidades de bombeo.

BALANCE DE GAS A SETIEMBRE DE 1996 - LOTE IX

PRODUCCION DE GAS ASOCIADO Y NO ASOCIADO	VOLUMEN MSCF/DIA	PORCENTAJE
GAS ASOCIADO	182.3	96.4
GAS NO ASOCIADO	6.7	3.5
PRODUCCION TOTAL DE GAS LOTE IX	189.0	100.00

CONSUMO DE GAS	VOLUMEN MSCF/DIA	PORCENTAJE
COMBUSTIBLE MOTORES EBM	153.3	81.1
GAS AL AIRE POR DESFOGUE DE POZOS	35.7	18.9
TOTAL CONSUMO LOTE IX	189.0	100.00

Los trabajos antes señalados han permitido:

El autoabastecimiento de gas combustible en el lote IX.

Recolectar todo el gas producido por el espacio anular Casing-Tubing, en el 100% de los pozos del Lote IX, evitando de esta manera contaminar el medio ambiente y continuar depletando el reservorio, como venia ocurriendo antes del inicio de nuestras operaciones, donde el 77.3% de los pozos producían con forros al aire.

Medir y evaluar la relación Gas-Petróleo y el volumen de gas producido en el 100% de los pozos en el Lote IX, lo que ha permitido tener una información más real, para realizar los estudios de Simulación e ingeniería de Producción y Reservorios.

De acuerdo al Decreto Supremo N° 046-93-EM y D.S. N° 09-05- EM, el valor máximo permisible respecto al venteo de gas es de 30 MSCF por punto de emisión, en el Lote IX de acuerdo al balance de gas proporcionado, el venteo de gas es de 35.7 MSCF para 52 puntos de emisión por lo que se tiene 0.7 MSCF de gas por punto de emisión que se ventea. De lo anterior se puede concluir que en el Lote IX, el gas venteado es mínimo (siendo solamente 02 % del valor Máximo permitido).

## V.6 RECOLECCIÓN, ALMACENAMIENTO, TRATAMIENTO Y TRANSPORTE DE CRUDO.

### V.6.1. RECOLECCIÓN, ALMACENAMIENTO Y TRATAMIENTO:

Uno de los factores principales que originan los derrames de petróleo crudo, es por falta de capacidad de almacenamiento en los tanques para recolectar la producción. Por otro lado el petróleo crudo producido en el Lote IX, necesita del tratamiento adecuado para ser transferido al punto de fiscalización (E.B.- 172 Pariñas), con las especificaciones permisibles de contenido de agua y sedimentos. A continuación se detallan los trabajos realizados hasta la fecha, respecto a este punto:

Aumento de la capacidad total de almacenamiento en el Lote IX de 1140 Bls. que es lo que se disponía en Setiembre de 1993 a 3398 Bls., mediante la reparación de tanques inoperativos, construcción de 2 tanques nuevos de 200 Bls. c/u y alquiler de 2 tanques de 530 y 340 Bls. de capacidad respectivamente, lo que ha permitido que el crudo tenga un mayor tiempo de reposo y por consiguiente una mejor separación del agua. Con estos trabajos se ha logrado que el agua de formación drenada a las pozas API, tenga un menor contenido de partículas de Hidrocarburos. En la siguiente página se muestra el cuadro en el que se detallan las mejoras realizadas.

Utilización de desemulsificante para mejorar la separación petróleo-agua.

Construcción de 2 pozas API en las Baterías 175-Batanes y 401-Cuesta, donde se acumulan la producción de crudo HCT y LCT respectivamente, previo a su transferencia al punto de fiscalización.

INCREMENTO DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAJE  
EN EL LOTE IX.

PUNTO DE RECOLECCION	CAP(Bls.) A SET. 1993	CAP(Bls.) A SET. 1996	TRABAJOS REALIZADOS
BATERIA 175	400	1140	Instalación de 02 tanques de 530 y 210 Bls.
MC-1	250	550	Instalación de 02 tanques de 200 y 100 Bls.
BATERIA 401	300	875	Instalación de 02 tanques de 340 y 235 Bls.
MC-7367	190	390	Instalación de 01 tanque de 200 Bls.
IMPLEMENTACION DE NUEVA INFRAESTRUCTURA			
MC-2	-	300	Instalación de 01 TK de 200 Bls y 01 TK lavador de 100 Bls.
MC-7367	-	143	Instalación de 02 tanques de 93 y 50 Bls.
<b>TOTAL:</b>	<b>1140</b>	<b>3389</b>	

## V.6.2 TRANSFERENCIA DE PETRÓLEO CRUDO:

Las acciones desarrolladas para evitar el derrame de crudo en la etapa de transferencia de petróleo crudo en el Lote IX, han sido las siguientes:

Eliminación del transporte de crudo por cisternas desde el 15 de Noviembre de 1993, debido a que durante esta operación, se originaban constantes derrames durante la carga y descarga del crudo en el terraplén de las baterías, manifolds de campo y pozos.

Implementación de 3 bombas de transferencia portátiles que vienen reemplazando a las cisternas.

Instalación de cilindros de 55 galones al nivel del terreno y debajo de las conexiones de succión de la bomba portátil, lo que evita que el crudo remanente en las mangueras de alimentación a la bomba se derramen sobre el suelo.

Control estricto de la presión de bombeo, mediante registradores de presión instalados en las bombas de transferencia, para evitar roturas de los oleoductos por alta contrapresión o detectar presiones anormales de bombeo que indiquen posibles roturas.

Control estricto del volumen bombeado y recibido, mediante equipos de radio comunicación instalados en las unidades móviles.

Instalación de oleoductos entre los manifolds de campo y baterías al costado de las carreteras para facilitar su inspección durante las operaciones de transferencia

Reemplazo de aproximadamente 1000 Pies con tubería de 2 7/8"ø, de un tramo del oleoducto entre la Batería 175-Batanes y la E.B. 172-Pariñas, a la altura del pozo 7344-Leones y de 5000 Pies con tubería de 3"ø, entre las Baterías 197 y 198 Leones(Lote VI), los mismos que se encontraba enterrados y presentaban un severo grado de corrosión.

Dejar fuera de servicio el oleoducto de transferencia de crudo LCT entre la batería 401-Cuesta y la E.B. 172-Pariñas, a partir del 25 de Noviembre de 1993, como consecuencia de la inspección realizada en la fecha que se indica, donde se detectó que el oleoducto en mención se encontraba enterrado a una profundidad que varía entre 0.80 y 1.50 Mts. en una longitud de aproximadamente 3000 Mts. (en los 2 cruces del oleoducto por la Quebrada Pariñas), observandose un severo grado de corrosión, lo que significaba un serio peligro de contaminación ambiental y daño ecológico para la abundante vegetación y fauna existente en todo el lecho de la Quebrada Pariñas.

Durante la transferencia de petróleo crudo a la E.B. 172-Pariñas, se controla estrictamente el contenido de agua y sedimentos, con el fin de cumplir con los margener tolerables establecidos para la producción fiscalizada de petróleo crudo.

## CAPITULO VI

### IDENTIFICACION DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES Y PLAN DE CONTINGENCIAS PARA DERRAMES DE PETROLEO, EN EL LOTE IX.

#### VI.1 IDENTIFICACION DE LOS IMPACTOS AMBIENTALES

##### VI.1.1. Parámetros.

La identificación de impactos ambientales, implica la predicción, interpretación y comunicación de los probables impactos ambientales que se originan como consecuencia de una acción determinada. En la etapa de la explotación de hidrocarburos en el Lote IX, operado por la Empresa Petrolera UNIPETRO ABC S.A., la identificación de los impactos ambientales, se determina en base al análisis de la interacción que resulta de las diversas actividades que tendrá lugar durante la explotación de hidrocarburos y su implicancia en el medio que lo rodea.

En el caso específico del trabajo se han identificado posibles impactos ambientales en los siguientes medios:

##### . Medio Físico.

Efectos sobre la topografía, suelo, subsuelo, hidrografía calidad del aire, calidad del agua, ruido y paisaje.

##### . Medio biológico.

Efectos sobre la flora, alteraciones del patrón de vida de la fauna y pobladores, estabilidad ecológica, cobertura forestal y dinámica poblacional.

. Medio Socio Económico y Cultural.

Efectos sobre la población, migraciones, salud, cambio de niveles de empleo, calidad de vida y recreación.

#### VI.1.2. Metodología.

La metodología para identificar los impactos ambientales, consiste en la elaboración de matrices y submatrices de causa y elementos de impacto (efecto), entre los componentes ambientales y las diferentes acciones que se desarrollan por la explotación de hidrocarburos en el Lote IX.

El medio afectado está dado en términos de los siguientes factores ambientales:

- . Parámetros Bióticos y Abióticos.
- . Aspectos Socioculturales.
- . Cambios Fisicoquímicos.
- . Relaciones Ecológicas.

##### VI.1.2.1. MATRIZ: Operaciones de producción.

Causas identificadas:

- . Riesgo de accidente.
- . Derrame de petróleo crudo y agua de formación
- . Ruido y vibraciones.
- . Generación de gases de combustión.
- . Generación de residuos sólidos contaminados con petróleo crudo.
- . Riesgo de derrame de productos químicos.
- . Riesgo de incendio.

VI.1.2.2. MATRIZ: Reacondicionamiento y Estimulación de pozos.

Causas identificadas:

- . Riesgo de accidentes.
- . Derrames de petróleo crudo, agua de formación y productos químicos.
- . Ruido y vibraciones.
- . Generación de gases de combustión.
- . Generación de residuos industriales.
- . Riesgo de incendio.

VI.1.2.3. MATRIZ: Operaciones de Servicio de Pozos.

Causas identificadas:

- . Riesgo de accidentes.
- . Derrames de petróleo crudo.
- . Ruido y vibración.
- . Generación de gases de combustión.
- . Riesgo de incendio.
- . Descontrol del pozo.

VI.1.2.4. MATRIZ: Recolección, Almacenaje, Tratamiento y Transferencia de Petróleo Crudo.

Causas identificadas:

- . Riesgo de accidentes.
- . Derrames de petróleo crudo.
- . Generación de gases de combustión.
- . Riesgo de incendio.
- . Riesgo de contingencias por derrame de petróleo.

El análisis de cada una de las matrices y sub-matrices, considerando las causas y el efecto ambiental en lo que respecta a los medios biótico y abiotico, aspectos socio-culturales, cambios físico-químicos y relaciones ecológicas, se muestran en el Cuadro N° 20.

## VI.2. PLAN DE CONTINGENCIA PARA DERRAMES DE PETROLEO Y EMERGENCIAS.

Teniendo en cuenta que en todas las Operaciones de explotación de hidrocarburos en el Lote IX, que realiza la Empresa Petrolera UNIPETRO ABC S.A., existen diversos riesgos, se ha elaborado un Plan de contingencia, para afrontar en forma oportuna y adecuada Derrames de Petróleo y Emergencias, que incluye al personal propio y de otras Compañías, que participaran en las diversas operaciones durante el desarrollo de estos trabajos.

### VI.2.1. Objetivos del plan de contingencia.

- El principal objetivo es de salvaguardar la vida humana y contrarrestar los daños que puedan ocasionar en el Lote IX, los derrames de hidrocarburos y otras emergencias que se originen durante las actividades propias de la Empresa.
- Optimizar el uso de los recursos materiales y humanos comprometidos con el control de derrames y emergencias, unificando los criterios operacionales y centralizando las acciones para afrontar la emergencia mediante una sola unidad operativa.
- Neutralizar los efectos de la contaminación y reducir al mínimo los daños ocasionados por un derrame de petróleo en el ecosistema.
- Prevenir y minimizar el daño por incendios en el Lote IX.

## VI.2.2 Secuencias a seguir en el plan de contingencia y/o emergencia.

El Plan de Contingencias es una guía de las principales acciones que se deben tomar durante una contingencia, cuando la presión y confusión del momento no dejan mayor tiempo para la reflexión. Los aspectos que se deben tener en cuenta para afrontar una contingencia o emergencia son:

### - Ambito geográfico.

El ámbito geográfico es el Lote IX, que incluye los Yacimientos de Algarroba, Batanes, Cuesta y Leones.

### - Coordinador.

Los Coordinadores de las acciones y responsables de las decisiones ante una emergencia, son el Superintendente de Operaciones y Jefe de Operaciones de Producción de UNIPETRO ABC S.A. Ante la ausencia de los mismos esta responsabilidad es asumida por el Ing. de Producción, Ing. de Servicio de Pozos o Ing. de Servicios Mecánicos.

### - Plan de Comunicaciones.

La comunicación referente a una emergencia debe ser precisa y lo más rápido posible, utilizando todos los medios disponibles como radio y teléfono. Además esta comunicación debe ser constante durante y después de ocurrida la emergencia.

La comunicación sobre la contingencia debe ser breve y contener la siguiente información:

- a) Que ocurrió.
- b) Donde ocurrió.
- c) Cuando ocurrió.
- d) Si hay heridos o damnificados.
- e) Acciones iniciales adoptadas.

- Grupo de Respuesta.

El grupo de respuesta esta integrado por todo el personal de UNIPETRO ABC S.A., quienes reciben un adiestramiento permanente, así como información correspondiente sobre la incorporación de nuevos equipos y/o técnicas para contrarrestar estos hechos. En caso de ser necesario se debe solicitar apoyo en equipos y personal de otras entidades como, Cuerpo de bomberos, Hospitales, Empresas Operadoras y de Servicios (Al respecto existe un convenio de ayuda mutua entre las Empresas Petroleras Operadoras del Nor-Oeste, en caso de producirse una contingencia, en el supuesto de que la Cia. afectada no pueda afrontar el problema por si misma).

- Medios y Equipos.

Ante la ocurrencia de una emergencia se debe utilizar todos los equipos disponibles como extintores, vehículos, tanques, bombas portátiles, botiquines de primeros auxilios, etc.

- Priorización de tareas durante derrames de petróleo.

Las tareas durante un derrame de petróleo deben ser priorizados en el siguiente orden:

- . Contención del derrame.
- . Si es posible recuperar el petróleo derramado, utilizando todos los medios disponibles como cisternas, tanques y bombas de transferencia portátiles.
- . Limpieza del área.
- . Restablecimiento del área afectada.
- . Supervisión, evaluación e informe de la situación presentada.

VI.2.3. CUMPLIMIENTO DE LAS NORMAS LEGALES  
(STANDARES Y REGULACIONES)

VI.2.3.1. Normas Nacionales.

- La Legislación Petrolera Peruana no contiene preceptos legales precisos que regulen los porcentajes máximos permisibles o límites de tolerancia para los contaminantes del medio ambiente.
- La Resolución Suprema N° 490-84-MA-MM del 17/08/84, define que a partir de dicha fecha, todas las empresas que cuenten con instalaciones de carga, descarga y explotación de hidrocarburos o sustancias nocivas, deberán contar con existencias de productos químicos especiales en cantidad suficiente para combatir y controlar la contaminación que pudiera producirse a consecuencias de sus operaciones.
- El D. Ley N° 25763 del 11/10/92, establece que el cumplimiento de las obligaciones relacionados a las actividades mineras, de electricidad y de hidrocarburos, podrán ser fiscalizadas a través de Empresas de Auditoría e Inspectoría.
- La Resolución Ministerial N° 067-93-EM-SG del 10/5/93, aprueba la escala de multas y penalidades que se aplicará en caso de incumplimiento de lo dispuesto en la Ley de petróleo N° 11780 y el Reglamento de Seguridad de la Industria del Petróleo.

### IX.2.3.2. Normas Internacionales

Para proteger el medio ambiente diversos países han usado diferentes standars, basados en la disponibilidad e interpretación de datos científicos y consideraciones socio-económicas. Dos aproximaciones importantes se tienen en operación. Una es la tipificada con la "mejor tecnología de control disponible corrientemente" para el control de descargas de polución. Los gobiernos toman un promedio de las prácticas de la industria, en uso para combatir la polución. El otro es el establecimiento de standars de calidad del medio ambiente.

En nuestro caso, haremos una breve descripción de los standards vigentes para las operaciones de producción y transporte de petróleo en USA.

#### Regulaciones para cortar las Emisiones de Líquidos Almacenados - USA.

La Agencia para la protección del medio ambiente EPA (Enviromental Protection Agency) ha publicado standrs para líquidos orgánicos (incluyendo petróleo liquido) para todos los tanques de almacenamiento nuevos, modificados o reparados después del 23 de julio de 1984.

Las regulaciones actuales requieren que las emisiones de tanque de  $151 \text{ mt}^3$  (950 Bls.) o mayores, sean controladas por techos flotantes interiores.

Las inversiones que se efectúan para cumplir con estas normas se justifican económicamente con el valor de los Líquidos retenidos.

Las reglas propuestas requerirán equipo adicional para los tanques de 151 mt<sup>3</sup> o mayores, con máximas presiones de vapor de 0.51 - 11.1 psia y para tanques entre 75 mt<sup>3</sup> (472 Bls) y 151 mt<sup>3</sup> (950 Bls) de capacidad con presiones de vapor de 4 - 11.1 psia.

#### Regulaciones sobre el control de efluentes y derrames - USA

En operaciones de producción de tierra (onshore) el agua de disposición debe ser inyectada en un pozo con una formación aceptable o dispuesta por evaporación si se trata de pequeñas cantidades.

En operaciones mar dentro (offshore) las regulaciones gubernamentales, estipulan un máximo contenido de hidrocarburos en el agua de descarga.

Corrientemente, estos standrs varían de 7 a 72 mg/lt por día dependiendo de la locación y con un promedio máximo mensual de 48 mg/lt por día..

La Ley de Pureza del Agua prohíbe la descarga de petróleo libre.

Para los derrames de petróleo (oil Spills) existen regulaciones que prohíben las descargas de petróleo en aguas navegables y adyacentes a la costa. Las penalidades más severas están reservadas para las personas que fallan en notificar inmediatamente a la agencia federal, cuando hay una descarga de petróleo en violación de la Ley.

Los mismos están sujetos a multas de US\$ 10,000 (Diez Mil Dólares), o prisión no mayor de 1 año, o ambas cosas a la vez.

Se recomienda que los terminales de embarque deben tener al menos el siguiente equipo, para combatir sus propios pequeños derrames:

- 200 a 500 pies de barrera flotante
- 2 a 10 drums de dispersante químico
- 10 a 15 fardos de paja
- 1 pequeño bote.
- 1 dispositivo desnatador (Skimmer)
- 1 eductor u otro medio de agitación, mas rociadores de mano, rastrillos y rascadores.

La Ley de Polución por petróleo de 1990 "Oil Pollution Act of 1990" fue aprobada el 18/08/90. Esta Ley ha sido diseñada para prevenir los derrames que podrían afectar las aguas navegables y marítimas de USA; enfatizando las etapas de planeamiento de contingencias, evaluación de riesgos industriales y planeamiento de respuestas para las facilidades de producción en tierra, y marítimas, así como buques tanques y oleoductos principales.

Las consecuencias de incumplir la Ley son demasiado grandes, como para permitir la delegación de responsabilidades.

## CAPITULO VII

### EVALUACION ECONOMIA

Para la evaluación Económica del proyecto se ha evaluado a dolares constantes del año 1993, para ello se ha considerado los siguientes variables:

#### 1) PRODUCCION:

La producción de los años 1993, 94, 95 y 96, es la producción real obtenidas en cada año. Para el período 97-2000 se ha efectuado el pronóstico de producción considerando la declinación natural de los reservorios y el mantenimiento de la producción mediante los trabajos de rotación de unidades, en pozos de bajo aporte productivo. En el cuadro N° 21 y gráfico N° 16, se muestran la historia y pronóstico de la producción del Lote IX.

#### 2) RETRIBUCION:

Para el caso de la Empresa UNIPETRO ABC S.A., la retribución es el 80% de la canasta Internacional, formado por los crudos Forties, Oman Blend y Luz Blend, cuyo comportamiento de precios ha sido estable, para el período del 93 al 96, los valores utilizados son los reales.

Para el período 1997-2000, se ha pronosticado una retribución de 13.0 US\$/Bl., en función de proyecciones efectuadas por los analistas de la venta a futuro del crudo.

### 3) GASTOS OPERATIVOS:

Los Gastos Operativos involucrados el período Set-93 a Set-96, son reales e involucran todos los trabajos tales como, Servicio de Pozos, Mediciones físicas, Pruebas de presión, Análisis de fluidos, Reactivación de pozos, reparación y compra de facilidades de producción, etc. Para el período 1997-2000 se ha tomado el gasto promedio de todo el período evaluado.

En el cuadro N° 22, se muestran los ingresos-egresos detallando los gastos de operación involucrados en el período 93-96.

### 4) INVERSIONES

En el período Set-93 a Set.-96, se ha efectuado inversiones que han comprendido fundamentalmente, compra de unidades de bombeo, facilidades de recolección, perforación de un pozo nuevo y la ejecución de reacondicionamientos.

Para el período 1997-2000, no se considera este tipo de inversiones, debido que estamos evaluando la performance de los trabajos de operación.

En el cuadro N° 23, se muestra el detalle de las inversiones efectuadas en el período de evaluación.

### 5) RESULTADOS

Los parámetros de evaluación Económica utilizados para este trabajo, fueron:

Retribución por barril del crudo producido(\$/.): 13.00

Gastos Operativos (M\$/Año)	:	866.26
Tasa Impositiva (%)	:	30.00
Tasa de Descuento (%)	:	15.00
Datos constantes de 1993		

En base a la información obtenida en los Items 1), 2), 3) y 4), se tienen los siguientes resultados:

Valor Actual Neto (M\$/.)	:	1583.10
Tasa Interna de Retorno (%/.)	:	> 100%
Período de Recupero (Años)	:	0.22
Rendimiento de la Inversión (\$/.)	:	156.03

La Evaluación Económica en detalle se muestra en el cuadro N° 24.

## CAPITULO VIII

### CONCLUSIONES

- 1.- Con los trabajos realizados de reubicación de línea de flujo, construcción de 02 nuevos múltiples de recolección, incremento del número de tanques operativos y la compra de un medidor portátil de líquido y gas, se ha logrado aumentar la capacidad de prueba de pozos de 03 a 11 pozos/día y la frecuencia de prueba de pozos de 02 a 06 pruebas/pozo/mes.
- 2.- Los problemas de contrapresión en la línea de flujo de los pozos, debido a la distancia al punto de recolección, y posibles restricciones como presencia de parafina ha sido superado en el Lote IX, mediante los trabajos de limpieza con vapor, reemplazo de la línea de flujo, implementación de (Manifold de Campo 2-Leones y Manifold de Campo 4-Batanes), así como la reubicación e independización de la línea de flujo de los pozos.

Lo anterior ha permitido:

- Disminuir la longitud promedio de la línea de flujo por pozo de 2,820 pies a 1,672 pies.
- Disminuir la diferencia de nivel promedio entre el punto de recolección y el pozo de 25 pies a -13 pies.
- Disminuir la contrapresión promedio por pozo de 40 psi a 14 psi.

- 3.- El adecuado manejo de las Operaciones de Producción y Servicio de Pozos en el Lote IX, ha permitido disminuir la frecuencia de servicio de pozos de 1.73 servicios/pozo/año en 1993 a 0.95, 0.68 y 0.29 en los años 1994, 1995 y 1996 respectivamente.
- 4.- La implementación de las bombas portátiles (03) en el Lote IX, ha permitido un ahorro de US\$ 150,000 en movimiento de crudo por cisternas, durante el período Noviembre 93 - Setiembre 96, además de minimizar los derrames de crudo que ocurría como consecuencia de esta operación.
- 5.- Se ha logrado triplicar la capacidad de almacenamiento, de 1,140 Bls a 3,398 Bls, mediante la construcción, alquiler y reparación de tanques, lo que ha permitido mejorar el sistema de almacenaje y tratamiento del petróleo crudo, así también se ha logrado disminuir notablemente el riesgo de derrames de petróleo crudo.
- 6.- En los tres años de Operación del Lote IX, se ha conseguido:
  - . Mejorar la productividad de los pozos existentes
  - . Reactivar 24 pozos ATA
  - . Realizar trabajos de reacondicionamientos
  - . Perforar un pozo nuevo
  - . Tomar 655 pruebas de niveles de fluidos
  - . Tomar 265 pruebas dinámicas
- 7.- En el período Setiembre 93-Setiembre 96, se han producido 468,580 Bls de crudo Fiscalizado, que equivale a un promedio de 424 BOPD, con respecto a 268 BOPD pronosticados por Petroperú.  
En este período, se ha logrado aumentar significativamente la producción en 156 BOPD y las reservas existentes al inicio de las operaciones de UNIPETRO ABC S.A. en 488 MBls

- 8.- El método de producción por swab en el Lote IX, es relativamente caro (costo operativo por barril US\$ 8.47), debido principalmente al bajo nivel de fluido de los pozos que producían por este método.
- 9.- La puesta en Operación de la Unidad de Bombeo transportable, manteniendo el equipo de subsuelo instalado en el pozo, es una buena alternativa para producir en forma económica y eficiente yacimientos depletados y con bajo nivel de energía.
- 10.- El contenido de agua y sedimentos (BSW), azufre y sal del crudo fiscalizado en el tiempo de operación, se ha encontrado muy por debajo de los límites permitidos por el Contrato de Servicios Petroleros, suscrito por UNIPETRO ABC S.A. (Valores promedios: BSW=0.05%; Azufre = 0.08%; Sal = 4.5 Lb/1000 bbl.).
- 11.- En pozos de muy baja producción de gas asociado (entre 1,000 y 4,000 SCF/DÍA), es factible determinar esta producción y la relación gas - petróleo (GOR), mediante la medición del gas por el espacio anular, manteniendo la contrapresión en un nivel bajo (entre 0 - 2 psi), lo que origina que el flujo de todo el gas producido sea a través del anillo casing - tubing.
- 12.- Con los trabajos realizados en los puentes de producción, anillo de las líneas de gas, compra de un medidor portátil de líquidos-gas y la implementación de medidores portátiles de gas, se ha logrado evaluar el aporte productivo de gas asociado y no asociado en todos los pozos operativos del Lote IX. Del mismo modo ha permitido obtener el autoabastecimiento de gas combustible y reducir el venteo de gas a 18.9%.

- 13.- La construcción de las pozas API y pozas de evaporación en las Baterías 175-Batanes y 401-Cuesta, ha permitido disminuir el efecto contaminante del agua de formación que se drena al campo en estos puntos de recolección.
- 14.- Mediante la reparación del 100% de las carreteras troncales, secundarias, plataformas y señalización de todo el campo, se logró una mejor conservación de las unidades motorizadas de la Empresa y de las Cias de Servicios, optimizando el tiempo de recorrido, disminución de riesgo de accidentes, mejorar la productividad en el Lote IX y disponer de accesos rápidos y en buen estado.
- 15.- Como consecuencia de todas las actividades descritas, la Empresa ha generado utilidades en los tres años de operación.
- 16.- Es importante recalcar que los resultados obtenidos, se deben a la participación de todo el personal de la Empresa, que se han desempeñado en forma eficiente gracias a su calificación y empeno, combinando la experiencia con juventud.
- 17.- Durante los tres años de Operación en el Lote IX no se ha tenido accidentes ni contingencias, debido a la continua capacitación y actualización del personal.

## CAPITULO IX

### RECOMENDACIONES

- 1.- Es necesario desarrollar nuevas ideas y técnicas para producir yacimientos con muchos años de explotación, como los del Nor-Oeste peruano ya que las posibilidades de recuperación primaria en estos yacimientos no están agotadas, lo cual ha sido confirmado por UNIPETRO ABC S.A. durante los tres años de operación.
- 2.- Realizar la evaluación técnica y económica de los pozos ATA del Nor-Oeste peruano, debido a que estos representan un buen potencial para incrementar la producción y reservas de petróleo crudo.
- 3.- En los campos de producción marginal, es necesario iniciar estudios de factibilidad para desarrollar proyectos de recuperación mejorada (EOR), bajo los siguientes criterios:
  - . Evaluar bloques bien definidos y/o áreas pequeñas donde se pueda desarrollar proyectos piloto de recuperación mejorada
  - . Desarrollar proyectos de recuperación mejorada, cuya infraestructura instalada pueda ser utilizada en forma rápida y sin incurrir en mayores gastos, en otros proyectos EOR alternativos.
- 4.- En campos marginales una acción importante y urgente que deben realizar los Ingenieros de Petróleo es reediseñar el sistema y la ubicación de los puntos de recolección, teniendo en cuenta que la contrapresión en la línea de flujo, influye negativamente en la producción de los pozos que producen con Bombeo Mecánico. Si la situación lo amerita es conveniente implementar nuevos puntos de recolección.

5.- Implementar en el Nor-Oeste peruano el uso de equipos portátiles como bombas de transferencia, unidades de bombeo, medidores de líquidos y gas, por las siguientes razones:

- . Operativamente, permiten flexibilizar y dinamizar las operaciones de explotación de hidrocarburos.
- . Económicamente son altamente rentables frente a los equipos estacionarios, lo que redundará en un menor costo operativo por barril producido.
- . Permite desplazar estos equipos en forma oportuna y rápida a los lugares donde sean requeridos, sin incurrir en gastos mayores por este concepto.
- . Optimizan el tiempo de uso de los equipos.
- . Permiten la evaluación oportuna de pozos problema o aquellos pozos donde se requiera alguna prueba especial.

6.- En los pozos ATA que técnica y económicamente lo justifiquen, es conveniente mantener el equipo de subsuelo para Bombeo Mecánico instalado, cuando se retira el equipo de superficie, lo cual permitirá su reactivación con una mayor frecuencia (Cada 1,2 ó 3 meses), sin necesidad de realizar gastos por Servicio de Pozos, aparte de evitar producción diferida durante el tiempo que demoran estos trabajos (Movimiento del equipo de superficie y de servicio de pozos).

7.- Seguir mejorando el tratamiento de efluentes (agua de formación) mediante la construcción de pozas API y de evaporación, en los puntos de recolección de los fluidos del reservorio, donde aun no se dispone de esta infraestructura.

- 8.- Continuar con la supervisión estricta en la realización de los trabajos de reacondicionamiento, estimulación y servicio de pozos, para hacer cumplir las normas de seguridad y protección ambiental, pre-establecidos para este tipo de trabajos.
- 9.- Se debe seguir con los trabajos de mantenimiento preventivo de todos los motores de las unidades de bombeo y bombas de transferencia, así como la compra de nuevos motores para reemplazar a los que ocasionen problemas de contaminación ambiental (generación de CO<sub>2</sub> y fugas de aceite).
- 10.- Se debe tener un programa de entrenamiento y capacitación permanente para todo el personal de la Empresa.
- 11.- En todos los trabajos y especialmente en la explotación de los yacimientos en Talara, seguir manteniendo la concepción estratégica de lograr una explotación técnicamente eficiente y segura, económicamente rentable y ambientalmente viable.

## X. BIBLIOGRAFIA.

1. Censo Nacional de Población y Vivienda 1993.
2. Reinterpretación Geológica de la Fm. Parinas Inferior del Lote IX - Empresa Petrolera UNIPETRO ABC S.A.
3. Informes de trabajos desarrollados - Empresa Petrolera UNIPETRO ABC S.A.
4. Diseño de Separadores-Tanques - Cia. Sivalis Tank INC.
5. Elements of Field Processing - Dr. John M. Campbell
6. Surface Production Operations Volumen 1 - Ken Arnold
7. Curso para Operadores de Producción - Nicanor Hurtado de Mendoza
8. Prueba de pozos - John Lee
9. Plan de Contingencias para derrames de petróleo y emergencias presentado a la DGH del MEN por la Empresa Petrolera UNIPETRO ABC S.A.
10. Estudios Ambientales y plan de contingencias H.M. Caballero-L. Benegas