

"UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA"

FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**" ESTUDIO FACTIBILIDAD DESARROLLO
ADICIONAL YACIMIENTO LEONES
SUR - FORMACION MOGOLLON "**

T E S I S

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETROLEO**

Alcides Juan Campos Peves

Promoción 1982 - I

Lima ✱ Perú ✱ 1989

SUMARIO

El presente trabajo se ha realizado, con la finalidad de identificar e implementar programas de desarrollo adicional del Reservorio Mogollón en el Yacimiento Leones Sur, ubicado en la Cuenca Talara, Departamento de Piura. Estos programas involucran perforación de pozos nuevos, reacondicionamiento de pozos y reactivación de pozos viejos que permitirán mantener o incrementar la producción de petróleo, aumentando la recuperación final del mismo.

Para el desarrollo de este trabajo, se ha utilizado: la interpretación geológica del Yacimiento; consistente en Mapas Estructurales, Mapas de Arena Neta Petrolífera, Secciones Estructurales y Secciones Estratigráficas, Historiales de Completación de Pozos perforados en el Yacimiento antes de 1987, Historiales de Producción, Historiales de Presión, Análisis de Cores y Análisis PVT; información que ha permitido calcular los volúmenes de petróleo original insitu, reservas desarrolladas y reservas no desarrolladas.

La implementación de los programas evaluados, permitirán perforar hasta treintisiete (37) ubicaciones adicionales,

efectuar cinco (5) trabajos de reacondicionamientos y reactivar tres (3) pozos productores actualmente cerrados, lo que representará incrementar el factor de recuperación final de petróleo del Reservorio Mogollón en el Yacimiento Leones Sur de 4.95% a 8.64%, significando una recuperación adicional de 1.174 MMBls. de petróleo, que con una inversión estimada de 7.829 MMUS\$ se obtendrá una rentabilidad (VAN) al 20% de 4.312 MMUS\$.

ESTUDIO FACTIBILIDAD DESARROLLO ADICIONAL

YACIMIENTO LEONES SUR - FORMACION MOGOLLON

C O N T E N I D O

1. Introducción
 - 1.1 Objetivo
 - 1.2 Método de Trabajo
2. Descripción Yacimiento Leones Sur
 - 2.1 Geología
 - 2.1.1 Ubicación
 - 2.1.2 Estratigrafía
 - 2.1.3 Geología Estructural
 - 2.1.4 Estructura Regional
 - 2.1.5 Estructura Local
 - 2.2 Características de la Formación Mogollón
 - 2.2.1 Bloques Principales
 - 2.2.2 Distribución de Fluidos
 - 2.2.3 Distribución Areal
 - 2.2.4 Sedimentación
 - 2.2.5 Origen, Migración y Entrampamiento del Petróleo
 - 2.3 Características de Roca Reservorio
 - 2.3.1 Porosidad
 - 2.3.2 Permeabilidad
 - 2.3.3 Saturación de Agua
 - 2.4 Propiedades de los Fluidos del Reservorio

3. Explotación del Yacimiento

3.1 Perforación y Completación

3.1.1 Perforación

3.1.2 Completación

3.1.3 Perfiles Eléctricos Registrados

3.1.4 Trabajos de Estimulación

3.1.5 Facilidades de Producción

3.2 Historia Productiva del Yacimiento

3.2.1 Mecanismos de Producción

3.3 Historia de Presión del Reservorio

3.3.1 Pruebas de Presión de Fondo

3.3.2 Registro Multiprobador de Formación

4. Reservas de Petróleo

4.1 Petróleo Original Insitu

4.2 Reservas Desarrolladas

4.3 Reservas No Desarrolladas

5. Factibilidad de Desarrollo Adicional

5.1 Perforación de Pozos Nuevos

5.2 Reacondicionamientos

Reactivación de Pozos

6. Esquemas de Desarrollo Adicional Evaluado
 - 6.1 Caso I - Perforación de Ubicaciones Nuevas
 - 6.1.1 Pronóstico de Producción
 - 6.1.2 Requerimientos de Inversión
 - 6.2 Caso II - Perforación de Ubicaciones Nuevas y Reacondicionamientos
 - 6.2.1 Pronóstico de Producción
 - 6.2.2 Requerimientos de Inversión
 - 6.3 Caso III Perforación de Ubicaciones Nuevas, Reacondicionamientos y Reactivación de Pozos
 - 6.3.1 Pronóstico de Producción
 - 6.3.2 Requerimientos de Inversión
7. Evaluación Económica
 - 7.1 Rentabilidad
 - 7.2 Análisis de Sensibilidad
8. Consideraciones Adicionales
 - 8.1 Mantenimiento de Presión
 - 8.2 Recuperación Secundaria
9. Conclusiones
10. Referencias Bibliográficas
11. Tablas
12. Figuras

1. INTRODUCCION

El Yacimiento Leones Sur, está ubicado en la provincia de Talara, Departamento de Piura.

Este Yacimiento se halla comprendido entre las millas cuadradas N8-N11 (1585000-1591500) y E8-E11 (140500-147000), del sistema de coordenadas utilizadas en el Área de La Brea y Pariñas, y cubre un área de 3622 acres, de los cuales se han explotado 2620 acres, al 31.03.88.

La mayor producción proviene del Reservorio Mogollón, la misma que a la fecha ha acumulado 3.169 MMBls. de petróleo, a través de 41 pozos perforados a un espaciamento de 50 acres.

El Yacimiento Leones Sur fue explotado por la Cia. International Petroleum Company, hasta el año 1968. Actualmente, forma parte de los Yacimientos explotados por Petróleos del Perú.

1.1 Objetivo

En la explotación de un campo de petróleo, llevar a cabo programas de desarrollo adicionales que conlleven perforaciones de pozos de extensión, inter-ubicaciones, reacondicionamientos y reactivación de

(.) Determinar la factibilidad técnico-económica para continuar el desarrollo del Yacimiento por la Formación Mogollón.

(.) Determinar la conveniencia de realizar trabajos reacondicionamientos y/o reactivación pozos.

Lo anterior permitirá incrementar la producción petrolero, con respecto a la natural declinación de la producción actual, así como incrementar la recuperación final del mismo en el Yacimiento Leones Sur.

1.2 Método de Trabajo

La Evaluación de los Reservorios de Petróleo del Noroeste tiene como base la información que brindan los pozos perforados en el área en estudio y constituye la fuente de datos más importante. En el Yacimiento Leones Sur, se han perforado un total de (41) pozos hasta la fecha, teniendo como objetivo principal la Formación Mogollón, que es uno de los principales reservorios productores de petróleo en dicho Yacimiento. Todos los pozos cuentan con sus respectivos archivos o historial de pozos, que contienen información sobre la perforación, comple-

lación, perfilajes y vida productiva de cada pozo.

La metodología empleada para realizar la Evaluación del Desarrollo Adicional en el Yacimiento Leones Sur por la Formación Mogollón, comprendió las siguientes fases principales:

- (1) Reinterpretación de la Geología del Yacimiento, efectuada por el Depto. de Geología de la Empresa, después de la perforación del pozo exploratorio 6015.
- (2) Recopilación de la información básica a partir de los pozos perforados (13) en el periodo 1985 - 1987 y que consistió en:
 - La obtención de registros eléctricos-radiactivos, litológicos, paleontológicos y eventualmente núcleos de pared.
 - Determinación de las propiedades petrofísicas de la roca reservorio obtenidas a partir de perfiles de porosidad (densidad y neutrón), núcleos de pared y Pruebas de Presión de Fondo.
 - Conocer las propiedades de fluidos del

reservorio (PVT), mediante el análisis de muestras tomadas en los pozos 6015 y 7239.

Determinación de los niveles de energía del reservorio, mediante Pruebas de Presión de Fondo y Registro Multiprobador de Formación.

Definir los niveles de fluidos, en especial de nivel de alta saturación de agua, mediante pruebas selectivas de producción.

Determinar la capacidad productiva de las diferentes arenas reservorios (cuerpos) mediante pruebas selectivas de producción.

La determinación del comportamiento productivo típico (Curvas de Declinación) del Reservorio Mogollón en el Yacimiento.

Efectuar el control de la producción del Yacimiento (petróleo, agua, gas), mediante la prueba de pozos con un mínimo de (3) veces por mes.

Controlar el nivel de energía del reservorio (declinación de la presión) mediante Pruebas de Presión de Fondo.

(3) Teniendo como base la información anterior mencionada, se procedió a determinar:

a. Información Geológica actualizada:

Mapa estructural.

Mapa de Arena Neta Petrolífera.

Secciones Estructurales.

Secciones Estratigráficas.

b. Determinación de Reservas.

c. Estimados de inversiones para esquemas de desarrollo adicional.

d. Parámetros de producción para esquemas de desarrollo adicional.

(4) Evaluación Económica para los diferentes esquemas de desarrollo adicional.

Lo anteriormente mencionado permite planificar y optimizar el esquema de desarrollo adicional que permita obtener el mayor volumen de petróleo recuperable y al mismo tiempo se obtenga un razonable margen de utilidades para la Empresa.

Adicionalmente, a fin de minimizar el riesgo, la estrategia de desarrollo está planteada de manera de perforar prioritariamente las ubicaciones probadas, de cuyos resultados dependerá la continuación del desarrollo adicional de este Yacimiento, con la perforación de ubicaciones actualmente consideradas como probables (pozos de extensión).

Durante la realización del presente trabajo, se contó con la colaboración de varias personas, a quienes expreso mi reconocimiento: al Ing. W. Navarro, por su asesoramiento y aporte de ideas; al Ing. A. Montoya, que efectuó la interpretación estratigráfica-estructural y por los comentarios y revisión de la parte geológica; y en especial, al personal de la División Yacimientos de Petróleos del Perú.

2. DESCRIPCION YACIMIENTO LEONES SUR

2.1 Geología

2.1.1 Ubicación

El Yacimiento Leones Sur se encuentra ubicado a 13 Kms. de distancia al Noreste de la ciudad de Talara.

Está limitado por los Yacimientos: Leones y Alvarez Oveja al Norte, Algarroba, Cuesta y Batanes al Este, Bodega al Sur, y Rio Bravo y Jabonilla al Oeste (Figura N° 1).

El rasgo fisiográfico más importante del área en estudio, lo constituye la Quebrada Paríñas, que la cruza por la parte central de Este a Oeste.

2.1.2 Estratigrafía

El Yacimiento Leones Sur constituye parte de la Cuenca Talara y en ella se encuentran formaciones cuya edad va desde Paleozoico al Reciente, con varias discordancias entre ellas (Figura N° 2).

Se observan también variaciones laterales moderadas en todas las formaciones presentes y algunas de ellas han sufrido el efecto combinado de fallamiento y erosión.

Las principales características estratigráficas de las formaciones presentes en el Yacimiento Leones Sur son:

Paleozoico (Superior)

Grupo Amotape

Considerado el Basamento de la región, está constituido principalmente por cuarcitas de color grisáceo, en gran parte fracturadas y de pizarras negras.

Al Este del Yacimiento Leones Sur, el Pozo 3670-Algarroba, penetró 160 pies en rocas de Amotape.

Mesozoico (Cretáceo Superior)

Formación Redondo

Constituida por lutitas marrón oscuras, micacéas calcáreas, con ocasionales horizontes areniscosos a conglomeráticos de color oscuro hacia la base.

Al Este del Yacimiento Leones Sur, el máximo espesor atravesado del cretáceo es de 301 pies (Pozo 4725-Cuesta).

Cenozoico (Terciario: Paleoceno)

Formación Balcones

Es una intercalación de lutitas de color gris oscuro a gris acerado, duras, muy micáceas y de areniscas grises de grano fino a muy fino, algo calcáreas.

El Pozo 4735 cortó una sección de 1213 pies de la Formación Balcones sin atravesarla.

Eoceno

Grupo Salina

Está constituido por las Formaciones Basal Salina, San Cristóbal, Mogollón y Cerro Tanque. En el Yacimiento Leones Sur está ausente la Formación Basal Salina, probablemente por no depositación.

Formación San Cristóbal

Es una alternancia de estratos delgados de areniscas de color gris claro, de grano muy fino a conglomerático, la mayoría muy

compactas y de lutitas grises, firmes y muy micáceas. A menudo y debido a variación lateral, hacia el tope de la formación, se presentan conglomerados masivos, similares a los de la Formación sobreyacente Mogollón, por lo que han sido incluidos en esta Formación.

En el Yacimiento Leones Sur, el Pozo 4735 atravesó 432 pies de la Formación San Cristóbal.

Formación Mogollón

Es una secuencia homogénea de estratos masivos de conglomerados y areniscas, con clastos subangulares a subredondeados de cuarzo, cuarcita oscura y chert. La matriz es de areniscas color gris claro, a veces calcáreas y/o algo arcillosas, y compacta.

Entre los estratos de conglomerado, ocurren delgados estratos de lutitas verdosas y rojizas, firmes a duras y muy micáceas.

La máxima potencia atravesada es de 1692 pies en el Pozo 4735. En el Pozo 6226, la potencia atravesada fue de 1355 pies (Figura N° 3).

Formación Palegreda

Está compuesta por una alternancia de estratos delgados de areniscas gris claras, de grano muy fino a fino, con limolitas grises, micáceas y lutitas gris oscuras, altamente micáceas.

El espesor varía de Este a Oeste, desde aproximadamente 800 pies (en sección restaurada), en el Yacimiento Cuesta a 2925 pies en el Yacimiento Río Bravo (Pozo 4958).

Formación Pariñas Inferior

Consiste de estratos de areniscas cuarzosas de color gris claro, de grano fino, medio y ocasionalmente grueso, subangular a subredondeado, friables. Algunas areniscas de grano muy fino tienen cemento calcáreo. Intercalando los estratos de areniscas, se presentan delgadas capas de lutitas gris oscuras y firmes; y en menor proporción, limolitas grises.

La Formación Pariñas en el Yacimiento Leones Sur, tiene un espesor variable debido al efecto combinado de fallamiento, buzamiento

estratigráfico y erosión; ocurridos antes de la depositación del Grupo Talara. El máximo espesor encontrado fue de 369 pies al Este del Yacimiento (Pozo 5017-Cuesta).

Hacia el Norte (Yacimiento Alvarez Oveja), el Sur (Yacimiento Bodega) y Oeste (Yacimiento Rio Bravo), del Yacimiento Leones Sur, varias fallas normales de edad pre-Talara han preservado en sus bloques hundidos, además de la Formación Parifas Inferior a la Formación Parifas Superior e incluso a la Formación Chacra (Yacimiento Rio Bravo).

Grupo Talara

De la base hacia el tope, consiste de:

Lutitas marrón grisácea, calcáreas, masivas y blandas, con algunos horizontes de areniscas de grano fino y calcáreas (Formación Lutitas Talara).

Areniscas grises a gris verdosas de grano grueso a muy fino y con fuertes variaciones laterales en litología y espesor (Formación Areniscas Talara).

Lutitas marrón grisáceas, suaves, micáceas (Formación Pozo).

El espesor es variable, desde prácticamente cero en la parte Norte del Yacimiento Cuesta hasta más de 3000 pies hacia el Suroeste (Pozo 4735) y Oeste del Yacimiento Leones Sur.

Cuaternario

Tablazo-Mancora

Está constituido por coquinas, areniscas y conglomerados calcáreos e intemperizados.

Está distribuido en el borde del Yacimiento Batanes y su potencia aproximada es de 100 pies.

2.1.3 Geología Estructural

La Cuenca Talara es una depresión estructural rellena con más de 20,000 pies de espesor de sedimentos del Cretáceo y Terciario. Está limitada al Norte por el Alto de Zorritos, al Sur por el Levantamiento de Paita-Sullana, al Este por la Cadena de Montañas de Amotape - La Brea, y al Oeste, forma parte del Zócalo Continental.

Los estudios de Geología de Superficie y de Subsuelo revelan que el carácter estructural de la Cuenca es de un complejo e intenso fallamiento en bloques, resultado de la Orogenia Andina ocurrida en el Terciario.

La Cadena de Montañas de Amotape y La Brea, constituyen los rasgos positivos principales y están compuestos mayormente de rocas del Paleozoico. Las rocas del Sistema Cretáceo afloran parcialmente a lo largo de los flancos de la cadena de montañas y las rocas del Terciario afloran extensamente en toda la Cuenca.

El fallamiento principal es de tipo normal, aunque localmente también hay fallas de bajo ángulo que originan posiciones inversas de desplazamientos variables. El sistema de fallas regionales principales tiene dirección Noreste-Suroeste, paralelas entre sí con desplazamientos hacia el eje de la Cuenca, el otro sistema de fallamiento tiene dirección Este-Oeste con buzamiento hacia Norte y Sur, estos dos sistemas de fallas principales ha dado lugar a la formación de altos y bajos estructurales denominados "pilares" y "fosas"

o "artesas" respectivamente; los altos estructurales están relacionados a las grandes acumulaciones de hidrocarburos de la Cuenca, entre ellos tenemos: La Brea, Negritos, Lobitos, Jabonillal, Portachuelo, El Alto, etc.; las fosas o artesas están limitadas por los altos estructurales y han favorecido la preservación de grandes espesores de sedimentos, entre las principales tenemos: Lagunitos, Malacas, Siches, etc. (Figura N° 1).

2.1.4 Estructura Regional

El Alto Estructural de Lobitos, del cual es parte el Alto Leones Sur, se extiende de Este a Oeste y está delimitado al Norte por la Artesa de Siches y al Sur por el Graben Rio Bravo - Bodega (Figura N° 1).

Los límites Norte y Sur del Alto de Lobitos están constituidos por fallas normales de gran salto vertical, como son las del sistema de fallas Honda, la falla Batanes Sur, etc.

Dentro del Alto de Lobitos, además del intenso fallamiento normal, se presenta uno de los rasgos estructurales más singulares del Noroeste del Perú, constituido por la Falla Inversa de Jabonillal y cuya presencia en una área donde los principales esfuerzos son tensionales, aún no ha sido plenamente explicada.

2.1.5 Estructura Local

El Alto estructural de Leones Sur, es un bloque "Hórstico" de forma alargada, en dirección Este-Oeste y está delimitado por el Norte con la falla Leones; por el Sur con la Falla Batanes Sur y al Oeste por la Falla Bodega I - Monte Pampa. Dentro del área estudiada, no se ha encontrado un límite estructural al Este.

Las fallas mayores más importantes del tienen las siguientes características:

Falla Leones

Es el límite Norte del Alto estructural Leones Sur. Esta falla tiene un rumbo NE-SO; con buzamiento hacia el NO y entre 1300 a 2000 pies de salto vertical.

Falla Batanes Sur

Tiene un rumbo general ESE-ONO; con buzamiento hacia el SSO y con un salto vertical variable, debido a cambios de rumbo y buzamiento estra-tigráfico a ambos lados de la falla y a la no continuación de algunas fallas en el otro bloque (Figura N° 4).

La Falla Batanes Sur es una falla de edad pre-Talara, posteriormente reactivada, por lo que en el bloque hundido se ha preservado de la erosión la Formación Paríñas Superior (Yacimiento Bodega).

Falla Bodega I - Monte Pampa

Es una falla regional de 3700 pies de salto vertical, un rumbo NNO-SSE y buzamiento al Oeste. Esta es también una falla antigua,

varias veces reactivada y cuya principal característica es la de haber preservado en el bloque hundido a las Formaciones Paríñas Superior y Chacra (Yacimiento Río Bravo).

2.2 Características de la Formación Mogollón

La Formación Mogollón es uno de los principales productores de petróleo en el Noroeste del Perú, y en especial en el Yacimiento Leones Sur.

2.2.1 Bloques Principales

El plano estructural de la Formación Mogollón, se ha preparado tomando como nivel de referencia, el tope del Reservorio.

Los límites de la Formación Mogollón en el Yacimiento Leones Sur, están constituidos por fallas normales más o menos grandes que son barreras de permeabilidad.

El rumbo general de los estratos de Mogollón, es de ESE-ONO, el cual no es constante en el Yacimiento. El buzamiento también es variable entre 21° y 4° hacia el SSO.

La estructura interna del Yacimiento, se caracteriza por la presencia de dos Bloques

principales ("A" y "B"), generados por el efecto de la Falla Leones Oeste. Ambos Bloques son productivos y a su vez están afectados por un intenso fallamiento secundario, que ha determinado la presencia de numerosos Bloques menores (Figura N° 4).

Las Figuras N° 5, 6, 7 y 8, presentan secciones estructurales en el Yacimiento, las cuales muestran el control estructural de los Bloques "A" y "B". Estas secciones se han confeccionado tomando en cuenta los topes formacionales directamente de los Registros Eléctricos de los pozos del Yacimiento, los cuales son identificables en cada uno de ellos.

Bloque "A"

Está limitado por el Norte con la Falla Leones cuyo desplazamiento vertical varía entre 1300 y 2000 pies y está controlada por los pozos 4812, 4877, 5019, 5048, 5169, 6227. Al Este por la falla "I", cuyo desplazamiento es de 400 pies, la misma que a la fecha sólo está controlada por el pozo 3785.

Hacia el Sur está limitado por la Falla Batanes cuyo desplazamiento vertical es de 700

pies y está controlada en la Formación Paríftas en el Yacimiento Bodega y al Oeste por la Falla Leones Oeste, cuyo desplazamiento vertical es de 1000 pies y ha sido controlada por los pozos 4979 y 7243.

Bloque "B"

Está limitado por el Norte con la Falla "X" cuyo desplazamiento vertical es de 1550 pies, cuya presencia es inferida del control estructural del bloque; y al Este por la Falla Leones Oeste.

Hacia el Sur está limitado por la Falla Batanes Sur y al Oeste por la Falla Monte Pampa I - Bodega, cuyo desplazamiento vertical es de aproximadamente 3700 pies y está controlada en Mogollón por pozos perforados en los Yacimientos Río Bravo y Jabonillal.

2.2.2 Distribución de Fluidos

En el Reservorio Mogollón del Yacimiento Leones Sur, no se ha detectado la presencia de un nivel de contacto gas-petróleo y tampoco se han obtenido altas producciones de gas.

En el Bloque "A", en los pozos situados cerca de la intersección de la Falla Leones y 4954, el Reservorio Mogollón ha producido petróleo comercialmente, sin problemas de fluido. En cambio, los sub-Bloques situados al Este de estos pozos y que se encuentran estructuralmente más altos, tuvieron alta saturación de agua (pozos 4876, 5098, 4954). Estimándose una zona de alta saturación de agua entre -1410 y -2750 FBNM.

Al Sur del Bloque "A", las pruebas de producción realizadas en los pozos 4735 y 7241 han permitido determinar un nivel de alta saturación de agua a -4800 FBNM. Sin embargo, al Norte del sub-Bloque en los pozos 6964 y 7238 que se encuentran estructuralmente más altos, al aperturarse a producción se obtuvo alta producción de agua, por lo que se podría decir que hacia esta zona no existiría un sólo nivel de alta saturación de agua, sino más bien estratos con alta saturación de agua. Es posible que la presencia de agua en estos pozos se deba a flujo de agua desde el Noreste

del Bloque "A" hacia esta zona, a través de fracturas (canalizaciones) o Fallas abiertas que conectan ambas zonas.

En el Bloque "B", el pozo 4997 se abrió a producción desde -5960 PBNM, sin haber obtenido producción de agua, por lo que en este Bloque no se tiene aún definido un nivel de alta saturación de agua.

2.2.3 Distribución Areal

El espesor de la Formación Mogollón es algo variable debido a variación lateral en la base, a expensas de la Formación San Cristóbal.

En el Yacimiento Leones Sur, tomando en cuenta la distribución de fluidos, se ha elaborado un Mapa de Arena Neta en cada uno de los Bloques principales ("A" y "B"), los cuales se muestran en la Figura N° 9 y se cuantifican en la Tabla N° 1.

2.2.4 Sedimentación

En la Cuenca Talara, las secuencias sedimentarias cretácicas terciarias comprenden varios ciclos deposicionales, relacionados a

periodos de transgresiones y regresiones marinas en medios ambientes sedimentarios que van desde marinos profundos hasta continentales, en varios casos interrumpidos por periodos de fallamiento y erosión de diversas magnitudes y que están identificados en la columna geológica como discordancias.

Según A. Carozzi (1975), la Formación Mogollón es un tipo de relleno longitudinal axial desde la parte Norte de la Cuenca Talara; se ha depositado en por lo menos 4 sistemas, que abarcan desde el medio fluvial en el Norte, el de conos de depositación sumergidos, y finalmente turbidita en el Sur, pero sin un delta intermedio (Figura N° 10).

En el Yacimiento Leones Sur, la Formación Mogollón es el resultado de los procesos de "Redepositación", de los sedimentos que se acumularon en forma inestable en aguas fluviales con influencia marina poco profundas y fueron retrabajados o resedimentados; siendo los principales mecanismos de depositación el flujo de escombros y flujo de granos.

2.2.5 Origen, Migración y Entrampamiento del Petróleo

Con excepción de algunos trabajos aislados y puntuales, en la Cuenca Talara no se han realizado estudios dirigidos a establecer el origen de los hidrocarburos producidos. Entre los pocos trabajos efectuados tenemos: los análisis de laboratorio realizados por A.W. Nauss ("Origin of Oil, La Brea & Pariñas Estate" May, 1946) y por A. Ochoa ("Evaluación Geológica del Paleozoico del Noroeste del Perú" - Petroperú 1983).

Los resultados obtenidos de los análisis de contenido de carbono orgánico total en muestras de canaleta y núcleos convencionales de lutitas de origen marino de las Formaciones terciarias: Palegreda, Chacra, Lutitas Talara y el Grupo Mal Paso, muestran valores mayores de 0.45% de TOC ("Carbono Orgánico Total"), éste es un valor cercano al valor mínimo necesario para ser consideradas rocas generadoras de hidrocarburos, que es de 0.5%.

Recientes estudios de Reflectancia de Vitri-
nita en muestras de las Formaciones Balcones del Grupo Mal Paso y Palegreda del Terciario

Inferior, muestran valores comprendidos entre 0.53 y 0.85% (A. Ochoa, 1983), es decir valores superiores a 0.5% que es considerado el valor inferior de la fase orgánica (madura) para la generación de hidrocarburos.

El estudio de la Reflectancia de la Vitrinita es una técnica de medición del poder reflector de la Vitrinita. La Vitrinita es un compuesto orgánico homogéneo y estructurado que caracteriza la evolución diagenética y térmica de los materiales carbonosos, su valor cuantificado indica el grado de madurez de la materia orgánica para la generación de hidrocarburos.

Estos resultados indican que en el área donde se obtuvieron las muestras de las lutitas de las Formaciones Palegreda, Lutitas Talara, y Balcones, éstos constituyen posibles rocas generadoras de hidrocarburos

Los estudios geoquímicos realizados en la Cuenca Talara, aún no son suficientes para establecer el momento de la generación de hidrocarburos, los procesos de migración su acumulación, es decir, no es posible aún efectuar la correlación entre los hidrocarburos

acumulados en _____ reservorios y _____ rocas generadoras. A pesar de ello, los estudios geoquímicos efectuados hasta la fecha, en algunos Yacimientos del Noroeste, sugieren que el petróleo acumulado en los Reservorios tales como los de la Formación Mogollón del Yacimiento Leones Sur estaría relacionado a las Lutitas de origen marino que ocurren en las Formaciones adyacentes a los Reservorios, y que para el caso de Mogollón, son las Formaciones San Cristóbal y Palegreda. Deben tenerse en cuenta, además los cuerpos de lutitas que separan a los estratos de areniscas y conglomerados dentro de la Formación.

La complejidad estructural y estratigráfica de la Cuenca Talara, ha permitido que se produzcan diversos tipos de entrapes de hidrocarburos, siendo el entrapo estructural el más importante y está relacionado a las numerosas fallas presentes en el área. Las Fallas, en algunos casos, actúan como barreras frente a los fluidos; y en otros casos, ponen en comunicación dos rocas reservorio, permitiendo el paso de los fluidos entre ellas. En el entrapo del petróleo, intervienen también, tanto favorablemente como

desfavorablemente, los factores estratigráficos. Las rocas reservorio del Noroeste presentan características estratigráficas propias de su medio ambiente sedimentario, entre ellas tenemos: cambios de facies laterales y verticales, presencia de canales, bioturbación, forma lenticular de los cuerpos de areniscas, etc. Asimismo, es importante mencionar la función de las numerosas discordancias existentes en la columna estratigráfica, que pueden actuar como guías de circulación de fluidos o como barreras de permeabilidad.

En el Reservorio Mogollón del Yacimiento Leones Sur, se observan dos tipos de entrampes, el estructural evidenciado por las fallas normales que limitan el reservorio y lo separan de los Yacimientos vecinos, así como la falla Leones Oeste que divide la estructura en los Bloques "A" y "B". El entrampe estratigráfico está relacionado a las variaciones laterales y verticales de los cuerpos de areniscas y conglomerados y a la presencia de las Formaciones Palegreda y San Cristóbal, que indican los límites superior e inferior del Reservorio productivo

2.3 Características de Roca Reservorio

En el área no se han obtenido núcleos continuos en la Formación Mogollón; sin embargo en (3) pozos (6966, 7238 y 7346) se han obtenido muestras laterales empleando la herramienta HARD ROCK SIDEWALL CORING TOOL de la Cia. GEARHART, la misma que extrae muestras de 15/16" x 1-3/4", de donde se han determinado las características petrofísicas de la roca reservorio.

La producción del Reservorio Mogollón proviene principalmente de porosidad secundaria y porosidad intergranular o primaria. Las secciones que generan un grado más alto de fractura, son las secuencias de conglomerados que son más rígidos a los esfuerzos, en cambio en las areniscas y limolitas, el fracturamiento es menor.

Siendo el espesor bruto de la Formación Mogollón superior a los 1000 pies, es difícil de interpretar el/los intervalos productores y por lo tanto, los valores de arena neta, porosidad, permeabilidad y saturaciones promedios.

2.3.1 Porosidad

El Reservorio Mogollón tiene valores de porosidad primaria, que varían entre 4 y 7%, que

han sido medidos en los núcleos laterales extraídos en los pozos del área.

La porosidad secundaria, fracturas y microfracturas naturales habrían contribuido significativamente en la porosidad total, haciendo de la Formación Mogollón, una buena roca reservorio.

Se han obtenido también datos de porosidad de los Registros de Densidad y Neutrón, donde los valores promedios varían entre 6 y 8 %, lo que se relaciona con los valores obtenidos del análisis de los núcleos.

La baja porosidad primaria se explicaría como una consecuencia de la presencia de una abundante pseudomatriz lítica, cementos autigénicos y compactación mecánica y química. La porosidad secundaria se debería al efecto de la intensa actividad tectónica y en menor escala, a un proceso de disolución. Asimismo, existe una porosidad no reportada en los análisis y se debe a microfracturas observadas en el momento de recuperación de los núcleos.

El valor mínimo de porosidad, para determinar

espesores netos, se ha fijado en 4 %.

2.3.2 Permeabilidad

La permeabilidad se ha obtenido del análisis de las muestras laterales y de las pruebas de presión, en ambos casos los valores tienen cierta similitud.

Para el Reservorio Mogollón, el análisis de cores da valores de permeabilidad del orden de 0.1 md., mientras que en los análisis de pruebas de presión de fondo se obtienen valores que varían entre 0.1 y 4.4 md., siendo el promedio de 1.8 md.. En cierta forma, esta diferencia en los valores de permeabilidad serían indicativos de la presencia de microfracturas, las mismas que no son medidas en el análisis de cores.

La contribución primordial de las fracturas es la de incrementar la permeabilidad y por lo tanto, facilitar el acceso del petróleo al pozo.

La permeabilidad vertical no ha sido posible obtenerla debido a la ausencia de núcleos convencionales.

2.3.3 Saturación de Agua

Para la evaluación de las Saturaciones de Fluidos, no se cuenta con Análisis Especiales. Debido a la muy baja permeabilidad observada y a la poca información con que se cuenta; se han tomado valores obtenidos en forma indirecta a través de Correlaciones de Sw vs. Altura Relativa (Figura N° 11), preparada en base a toda la información disponible de Análisis Especiales para el Area EL ALTO.

En el Reservorio Mogollón la Saturación de Agua Connata varia entre 46 y 56 %.

Los valores de Saturaciones de Fluidos a partir de muestras de núcleos no son representativos debido a que están afectados por los fluidos de perforación.

2.4 Propiedades de los Fluidos del Reservorio

Durante la explotación del área en estudio, se han obtenido dos muestras de fluidos de fondo (Pozos 6015 y 7239), las mismas que han sido utilizadas para determinar las propiedades termodinámicas (PVT) de los fluidos del Reservorio Mogollón, cuyos resultados se muestran en la Figura N° 12.

En la Tabla N° 2 se resume la información básica para el Reservorio Mogollón del Yacimiento Leones Sur, incluyendo las propiedades termodinámicas de los fluidos y las características petrofísicas de la roca reservorio.

3. EXPLOTACION DEL YACIMIENTO

La perforación de pozos por petróleo en el Yacimiento Leones Sur, se inicia en el año 1925, con la perforación a cable del pozo 1824. Este pozo alcanzó la profundidad de 3899' (Mogollón Rep.) y se abandonó por problemas mecánicos debido al agarre de tubería de perforar y broca a 3000', que quedó en el pozo como pescado.

En el año 1939, se perforó el pozo 3045 (perforación rotaria) hasta la profundidad de 5559' (Cerro Tanque), el mismo que fue abandonado sin completar al no encontrar indicios de petróleo en los cortes de broca de las Formaciones Palegreda y Mogollón Repetido.

Posteriormente, en el año 1947, se perforó el pozo 3785, el mismo que alcanzó la profundidad de 2504' (Mogollón). Se completó con Laina Perforada en Mogollón (2504'-1553') produciendo 8 x 10 x SF. Se recuperó casing y se abandonó el pozo por alta saturación de agua. En el mismo año, se perforó el pozo 3885, que alcanzó la profundidad de 4206' (Paleozoico). Se abandonó sin completar después de realizar pruebas de formación a hueco abierto en Pariñas Inferior, Mogollón y Paleozoico, encontrando pobres indicios de petróleo en las (2) primeras formaciones y alta saturación de agua en la última. Debido al éxito obtenido en la perforación de pozos por Pariñas Inferior-Palegreda en el Yacimiento Alvarez Oveja (situado al Noreste del Yacimiento Leones Sur), se recompleta las Formaciones mencionadas en el año 1953, obteniéndose una producción de 24 BOPD x UB.

La explotación del Yacimiento Leones Sur, se inicia en el año 1955, con la perforación del pozo 4625, el mismo que alcanzó la profundidad de 4045' (San Cristóbal). Se com-

pletò con Laina Perforada (4040'-2076') en San Cristòbal-Mogollòn, obteniéndose una producción inicial de 148 BOPD x 1/4 x ST.

3.1 Perforación y Completación

Después del éxito obtenido con la perforación del pozo 4625 (Set. 1955) se inicia el desarrollo del área en estudio en el año 1956.

3.1.1 Perforación

Además del pozo 4625, se han perforado en el Yacimiento (36) pozos, los que han tenido como objetivo principal la Formación Mogollòn. La perforación de los pozos mencionados se realiza en (3) periodos bien definidos:

Entre 1956-1963, se desarrolla el Yacimiento como consecuencia del éxito productivo del pozo 4625.

En el año 1980, se perforan (2) interubicaciones, las cuales debido a su baja producción obtenida no hacen atractiva la perforación adicional en el área.

En el año 1985, se perfora el pozo exploratorio 6015 en la parte Sur del Yacimiento y se obtiene una producción inicial de 1035 BOPD x 3/8 x SF, por lo que se reactiva la explotación del Yacimiento, perforándose entre 1986-1987, (13) pozos adicionales.

A Marzo 1987, se han perforado un total de (41) pozos por la Formación Mogollón, de los cuales (7) fueron abandonados por las razones siguientes:

<u>Pozo</u>	<u>Razones de Abandono</u>
1824	Problemas mecánicos (tubería de perforar agarrada a 3000').
3045	Mogollón sin indicios de petróleo.
3785	Mogollón con alta saturación de agua
3885	Mogollón con pobres indicios de petróleo.
4954	Mogollón con alta saturación de agua
5098	Mogollón con alta saturación de agua
7238	Mogollón con alta saturación de agua

De acuerdo a lo anterior, la relación de éxito pozo productor/pozo perforado en el área es de 82.93%.

En el Yacimiento Leones Sur, a excepción del

pozo 1824, todos los pozos han sido perforados con equipos de perforación rotaria. Desde el inicio de la explotación del Yacimiento, hasta mediados del año 1956, la completación de los pozos se realizó con Laina Perforada de 5 1/2" ó 5" frente a las formaciones productivas, posteriormente, hasta el año 1959, se realizan utilizando casing de 6 5/8" cementados y entre 1960-1963 se completan utilizando principalmente casing de 4 1/2" y entre 1980-1987, casing de 5 1/2". En la Figura N° 13, se muestran los Esquemas de Completación empleados en el Yacimiento (Casos Típicos).

El peso de lodo empleado hasta el año 1963, varió entre 10.4 - 15.7 lbs./gal. con un promedio de 12.8 lbs./gal. Entre el año 1980-1987 se utilizó pesos de lodo entre 10.2-10.6 lbs./gal., con un promedio de 10.5 lbs/gal.

Tomando en cuenta sólo los pozos perforados entre los años 1985-1987, el tiempo promedio empleado entre traslado, armado de equipo, perforación, cementación y desarmado de equipo, varió entre 17 y 32 5/6 días/pozo, con un promedio de 21 3/6; a diferencia de los pozos perforados entre 1939-1963, donde se empleó

para los trabajos de perforación y cementación un promedio 26 días/pozo.

3.1.2 Completación

La información de los pozos completados y sus correspondientes RPI's se presentan en la Tabla N° 3 y de igual manera los trabajos de reacondicionamientos con sus correspondientes RPR's en la Tabla N° 4.

En el Yacimiento Leones Sur, el Reservorio Mogollón, en la mayoría de los pozos perforados antes del año 1985, ha iniciado su producción en conjunto con otros Reservorios productivos (San Cristóbal, Palegreda ó Parifas Inferior); y sólo en (5) pozos de (23) completados como productores, se asignó RPI al Reservorio Mogollón en forma individual.

A partir del año 1985, en todos los pozos completados como productores, se ha asignado RPI únicamente al Reservorio Mogollón.

La mayoría de los pozos en el Yacimiento, han iniciado su vida productiva en forma surgente. Tomando en cuenta los pozos perforados entre 1980-1987, el tiempo empleado para asignar RPI

a los pozos completados como productores ha sido de 55 días/pozo.

3.1.3 Perfiles Eléctricos Registrados

En todos los pozos del Yacimiento, perforados hasta el año 1963 se registraron Perfiles Eléctricos (Potencial Espontáneo-Resistividad). Entre los años 1980-1986, se registran los Perfiles Induction (Gamma Ray-Potencial Espontáneo-Resistividad) y a partir de 1987 Perfiles Dual Latero Log (Gamma Ray-Potencial Espontáneo-Resistividad), a fin de obtener una mejor resolución de la resistividad frente a la Formación de interés (Mogollón).

Adicionalmente, en (6) pozos (6966, 7234, 7236, 7238, 7241 y 7242), se registran los Perfiles Microesféricos y de Densidad-Neutrón, que sirvieron para efectuar las correlaciones con las muestras laterales (núcleos) obtenidos en la Formación Mogollón en los pozos 6966 y 7238. Al mismo tiempo también fueron utilizados en la determinación de los puntos a registrarse con el Multiprobador de Formaciones (Registro de Presiones a Hueco Abierto), tomados en los pozos mencionados y

determinación de las arenas reservorios saturadas con petróleo y/o agua, a fin de optimar la completación de los pozos en el Reservorio Mogollón.

3.1.4 Trabajos de Estimulación

A excepción del pozo descubridor del Yacimiento (Pozo 4625 completado con Laina Perforada), todos los pozos completados como productores han sido estimulados mediante fracturamiento hidráulico antes de iniciar su vida productiva.

Hasta el año 1957, teniéndose los pozos en su mayoría completados con Laina Perforada, se realizó trabajos de fracturamiento hidráulico (SOT) a bajos reglmenes de inyección (11-17 BPM), bajas concentraciones de arena y con poco fluido.

Posteriormente, entre los años 1958-1963, se realizan trabajos de fracturamiento hidráulico empleando etapas amplias (PERFFAC), que en la mayoría de los casos involucraba toda el Reservorio productivo; en estos trabajos se empleó baleos en la zona de interés (arenas reservorios de mejores características) a una

densidad de (1) tiro/pie y regímenes de inyección entre 15-29 BPM, con bajas concentraciones de arena y poco fluido.

A partir de 1980, debido al avance de la tecnología, se está utilizando fracturamientos hidráulicos (FRAC) con etapas que varían entre 150-250 pies, baleos selectivos (22-28 tiros/etapa), regímenes de inyección que varían entre 24 y 32 BPM, y altas concentraciones de arena y fluido. En todos los trabajos de fracturamiento hidráulico, se ha empleado crudo como fluido fracturante. Esta nueva técnica ha permitido fracturar un mayor porcentaje del intervalo productivo y además, obtener una mayor conductividad de la fractura creada, dando como resultado altos regímenes de producción inicial del reservorio tratado. Lo anterior se puede apreciar en la Tabla N°

donde se observa que con trabajos de perfpac se han obtenido producciones iniciales de 326 BOPD y con trabajos de frac, hasta 1035 BOPD.

Los Regímenes de Producción Inicial obtenidos (Tabla N° 3), han sido variables, pero han tenido relación con la calidad de las arenas reservorios estimuladas, técnicas de estimulación empleadas, y en la mayoría de los pozos ha sido surgente.

Adicionalmente, en (2) pozos abandonados completados (4954 y 5098), se obtuvo producción de agua del Reservorio Mogollón con sólo baleo (200 y 50 BWPD respectivamente) a diferencia de los pozos productores de petróleo, donde la producción obtenida por baleo ha sido mínima (ejemplo pozo 6015 - 20 BOPD). La diferencia anterior, se debe fundamentalmente a la mayor movilidad del agua respecto al petróleo, pozos situados en bloques altamente presurizados y con mayor densidad de fallamiento (originando una mayor permeabilidad, debido a la mayor densidad de microfracturas).

3.1.5 Facilidades de Producción

El inicio de la vida productiva de la mayoría de los pozos completados como productores ha sido en forma surgente; sin embargo, han requerido que se les instale unidades de

levantamiento artificial en promedio a los (6) meses de iniciada su vida productiva, debido a la disminución de su aporte productivo en forma surgente. La caída rápida de la producción en forma surgente, se debe a que el Reservorio Mogollón principalmente se encuentra limitado por fallas, las cuales en algunos casos actúan como sellos y hacen que el Reservorio Mogollón sea volumétrico.

El criterio utilizado para la selección del bean en el inicio de la vida productiva de los pozos, se basa en la presión en cabeza y el GOR de producción; donde el bean seleccionado será el que permita una menor contrapresión en cabeza de pozo sin incrementar mayormente el GOR de producción.

El Yacimiento Leones Sur, cuenta con la Bateria N° 197, donde se recolecta el crudo producido por todos los pozos del Yacimiento. Actualmente, puede manipular una producción de hasta 1800 bls. de petróleo, consta de una bomba de transferencia con la que envía el crudo a la Estación de La Brea y Parifas, para su posterior envío a la Estación de Lobitos y por último al Patio de Tanques Tablazo, lugar

donde se recolecta todo el crudo producido por Operaciones Noroeste de Petroperú S.A. En la Bateria mencionada, se puede probar (3) pozos diariamente y obtener medidas reales de la producción de petróleo, gas y agua. La presión de trabajo del separador de la Bateria 197, varía entre 30 y 40 psi. El gas producido es recolectado y enviado a la Planta Farifas, para su posterior uso como materia prima o combustible.

3.2 Historia Productiva del Yacimiento

En la Figura N° 14, se puede observar el comportamiento productivo del área en estudio, a partir del año 1953; se aprecia que en el año 1956 se alcanza la producción de 700 BOPD con la contribución de 7 pozos productores. En el año 1980, se incrementa la producción de 31 BOPD a 68 BOPD con la perforación de (2) pozos productores (6226 y 6227), ~~teniendo~~ ~~en~~ total 10 pozos en producción. En el año 1985, se inicia la reactivación del Yacimiento, alcanzándose el máximo nivel de producción del campo de 2400 BOPD en el ~~año~~ 1987, con la contribución de 21 pozos productores.

Asimismo, en la Figura N° 14, se muestra la producción de los pozos perforados antes de 1985 (Pozos Antiguos), con su respectivo pronóstico, así como el pronóstico de producción que resultaría en caso de no perforarse ninguna nueva ubicación a partir de Abril de 1988 (Caso Base).

En la Tabla N° 5, se presenta el Estado Actual de Explotación del Yacimiento a Marzo 1988, de donde se tiene que la producción total del Yacimiento es de 1575 BOPDE x 225 BWPDE x 881,413 SCF GPDE. El acumulado total del Yacimiento es de 3'785,434 BO x 170,237 BW x 3'895,968 SCF G, de los Reservorios San Cristóbal-Mogollón-Palegreda-Parifas Inferior y Talará.

A Marzo 1988, en el Yacimiento Leones Sur se tiene (35) pozos completados como productores, de los cuales (5) pozos son surgentes, (22) pozos producen con UB, (5) pozos cerrados por falta de facilidades de producción y (3) pozos abandonados por baja producción (ATA).

A partir de las curvas de producción de pozos que han producido únicamente del Reservorio Mogollón, procedió a preparar una "Curva de Declinación Típica"

de la producción de este Reservorio, de donde el volumen de petróleo a recuperarse del Reservorio Mogollón varía directamente con su régimen de producción inicial en el primer mes de su vida productiva. En la Figura N° 15, se presenta una curva de Declinación Típica para una producción inicial de 155 BOPD (promedio inicial de los pozos 4735, 4812, 4877 y 4927 productores sólo de Mogollón inicialmente). Se puede apreciar que inicialmente la producción muestra una declinación hiperbólica ($n = 0.585$) para posteriormente volverse exponencial.

Mediante la "Curva de Declinación Típica", se logró segregara la producción del Reservorio Mogollón en aquellos pozos donde se abrió en conjunto con otras formaciones y al mismo tiempo obtener pronósticos de producción de los últimos pozos perforados en el Yacimiento. En casos muy aislados, donde no se pudo segregara la producción por el método antes mencionada, ésta se realizó a partir de los valores de arena neta y por analogía del comportamiento de pozos vecinos.

A Marzo 1988, en el Yacimiento Leones Sur se ha producido 3785.4 MBl. de petróleo, del cual se ha podido estimar que el Reservorio Mogollón ha

producido 3169 MBls.; y los otros 616.4 MBls. han sido producidos por los Reservorios San Cristóbal-Palegreda-Paríñas Inferior y Jalara.

Los niveles de producción de gas (GOR) y de agua, en ningún momento de la vida productiva del Yacimiento han sido considerables, tal como se puede apreciar en la Figura N° 14.

3.2.1 Mecanismos de Producción

De las curvas de producción de los pozos productores del Reservorio Mogollón se tiene que al inicio de la vida productiva la declinación de la producción de petróleo es fuerte, para posteriormente después de un determinado periodo mantenerse casi constante hasta el final de la vida productiva del pozo. La producción de gas al inicio se incrementa, hasta que en forma similar al petróleo se mantiene constante hasta el final de la vida productiva del pozo.

Lo anterior nos muestra que el principal mecanismo de desplazamiento imperante en el Reservorio Mogollón, es el de impulsión por expansión de gas disuelto, el que es complementado en forma significativa por el de

segregación gravitacional como consecuencia del alto ángulo de buzamiento del Reservorio Mogollón (21°).

3.3 Historia de Presión del Reservorio

La presión inicial del Reservorio Mogollón referida a -4800 PBNM (nivel de alta saturación de agua) fue de 2321 psi (4625) al Norte del Bloque "A", mientras que al Sur del mismo Bloque fue 2349 psi (6015); representando una Gradiente Total de Presión inicial del reservorio (Gti) del orden de 0.490 psi/pie. La historia de presiones del Yacimiento, se ilustra en la Figura N° 16.

3.3.1 Pruebas de Presión de Fondo

En la tabla N° 6, se presenta la relación de todas las Pruebas de Presión de Fondo (BHP) realizadas en el Reservorio Mogollón del Yacimiento Leones Sur.

Las Pruebas BHP realizadas en los pozos perforados antes de 1985; se realizaron por el Método Convencional, el cual consistía en bajar tubería de producción con Parker al pozo; sentar el Parker en el tope del intervalo o Reservorio (s) en prueba; swabear el pozo hasta sacar todo el fluido del interior de la

tuberia de producción (swab a seco); bajar un registrador de presión (Bomba Amerada) con cable wire line hasta el punto medio del intervalo en prueba; cerrar el pozo en cabeza por (2) ò (3) días; durante el tiempo de cerrado el pozo, la Bomba Amerada, registraba el incremento de la columna hidrostática, la misma que representaba el aporte productivo de la Formación donde debido a la muy baja permeabilidad el incremento era lento; después del periodo de cierre en cabeza, se sacaba el registrador de presión y si la presión estaba estabilizada se daba por terminada la prueba ò si el tiempo estimado para su estabilización era amplio, se cancelaba la prueba. Los tiempos empleados por prueba eran superiores a (3) días en promedio.

Principalmente, las Pruebas BHP--Convencionales se realizaron en la zona Norte del Yacimiento. En la Figura N° 16, se muestran las presiones mencionadas, donde se puede estimar que a Marzo 1988, la presión promedio del Norte del Bloque "A" sería del orden de 770 psi (a -4800 PBNM), lo que representa un grado de depleción del 67%.

En muchos casos, las pruebas BHP- Convencionales no fueron analizadas por encontrarse en el periodo de "After Flow" (debido a tiempos de cierre muy pequeños, promedio 40 horas); y en otros casos las pruebas donde se estaba en el periodo de "Flujo Radial", el escaso número de puntos leídos en los tramos de erección de presión no permiten realizar un análisis completo.

A partir del año 1985, se realizaron Pruebas de Presión de Fondo con cierre en el fondo (BHP Modificados), los que consisten en bajar tubería de producción, RTTS y sarta de prueba (Probador DCIP con Registrador de Presión "Halliburton"); donde la tubería baja en forma vacía; sentar RTTS en el tope del intervalo en prueba; el probador DCIP, consta de una válvula que es maniobrada mecánicamente desde superficie, permitiendo de esta manera efectuar aperturas y cierres en el fondo; al efectuarse el cierre en el fondo, se disminuyó el periodo de "afterflow", permitiendo obtener presiones representativas y parámetros de reservorio en tiempos promedios de (36) horas

de cierre; transcurrido el tiempo de cierre se saca el conjunto de fondo, si el registro de presiones es correcto, se da por terminada la prueba, en caso contrario se repite.

La mayoría de Pruebas BHP-Modificadas, se realizaron después que el pozo había sido baleado. Los métodos de análisis empleados han sido de Horner y Curvas Tipo de McKinley. En las Tablas N° 6A y 6B, y Figuras N° 16A, 16B y 16C, presenta un ejemplo de los análisis mencionados, efectuados en el Pozo 7241.

Principalmente las Pruebas BHP-Modificadas se realizaron en la zona sur del Yacimiento. En la Figura N° 16, se encuentran las presiones mencionadas, donde se puede estimar que a Marzo-1966, la presión promedio de la zona sur del bloque "A", sería del orden de 2220 psi (a -4800 FBNM), lo que representa un grado de depletación del 6%.

De las Pruebas BHP- Modificadas, se ha obtenido una Permeabilidad Efectiva al petróleo promedio de 1.8 md, un Índice de Productividad Real con Baleo de 0.02 BFD/Psi y en la mayoría de las Pruebas, no se observa daño a la

Formación. En los casos del Factor Skin (S) positivo, se debería a la invasión del filtrado del fluido de perforación empleado, el mismo que se relaciona con la permeabilidad y radio de investigación obtenidos.

3.3.2 Registro Multiprobador de Formaciones

En (5) pozos del Yacimiento Leones Sur (7234, 7236, 7238, 7241 y 7242), se tomó Registro de Presiones a hueco abierto (Multiprobador de Formaciones) en la Formación Mogollón.

El objetivo de tomar el Registro Multiprobador de Formaciones, fue principalmente determinar los niveles de energía en los diferentes cuerpos de arenas reservorios que constituyen la Formación Mogollón y con ello efectuar la planificación de la completación de los pozos registrados.

En la Formación Mogollón se confirmó la existencia de diferentes cuerpos de arenas reservorios, con valores ligeramente diferentes de permeabilidad y de niveles de energía. El nivel de energía varía entre las

Gradientes de Presión de 0.442 y 0.510 psi/pie. La permeabilidad de la mayoría de las mediciones fueron menores de 0.1 md.

No se logró determinar Gradientes de Fluido a nivel de Reservorio a partir de resultados del Registro Multiprobador de Formación, debido principalmente a que los cuerpos de arenas reservorios son de muy poco espesor y con variaciones en sus valores de presión estática; a nivel de arenas reservorios en algunos casos (7234, 7236, 7242) se obtuvo una Gradiente de Fluido de aproximadamente 0.360 psi/pie. correspondiente a petróleo. También debido a la baja permeabilidad de las arenas reservorio, no fue factible obtener muestras de fluido de reservorio.

Los resultados del Registro Multiprobador de Formación fueron confirmados tomando Pruebas BHP-Modificadas, en intervalos donde se efectuó dicho registro, determinándose: Las presiones estáticas obtenidas entre ambos registros varían entre 1 a 5 %, lo que es satisfactorio para una planificación de completación de un pozo; sin embargo los valores de permeabilidad obtenidos del Análisis del

Registro Multiprobador de Formación, en algunos casos es similar al obtenido por las Pruebas BHF-Modificadas. En otros casos, los valores de permeabilidad obtenidos del Análisis del Registro Multiprobador de Formación tienen cierto grado de inconsistencia, debido principalmente a que están influenciados por el daño causado por el filtrado del fluido de perforación y reflejan solo la permeabilidad de la zona más cercana a la pared del pozo (zona invadida).

El tiempo empleado para la toma del Registro Multiprobador de Formación para un promedio de (12) puntos fue de aproximadamente (20) horas, empleando en promedio por estación entre (5) y (86) minutos.

4. RESERVAS DE PETROLEO

4.1 Petróleo Original Insitu

Basados en el Mapa de Arena Neta Petrolífera (Figura N° 8) y las características petrofísicas (Item 2.3) y propiedades de fluidos (Item 2.4), se determinó volumétricamente el Petróleo Original Insitu del Reservorio Mogollón en los Bloques "A" y "B" del Yacimiento Leones Sur, distribuido como sigue:

<u>Bloque</u>	<u>Area</u> <u>(acres)</u>	<u>Petròleo Original Insitu</u> <u>(MMBls.)</u>
"A"	2620	57.771
	<u>1002</u>	<u>24.550</u>
TOTAL	3622	82.321

4.2 Reservas Desarrolladas

A Marzo 1988, en el Yacimiento Leones Sur, el Bloque "A" ha tenido la mayor densidad de pozos perforados por la Formación Mogollón. En el Bloque "B", sólo se ha perforado con éxito (1) pozo (4997), encontrándose por lo tanto este Bloque casi en su totalidad por desarrollar y que involucra un área de 1002 acres.

En la Tabla N° 5, se presenta el estado actual de explotación del Yacimiento Leones Sur, donde se tiene:

<u>Bloq.</u>	<u>Petròleo</u> <u>Orig. Is.</u> <u>(MMBls.)</u>	<u>Petròleo</u> <u>Produc.</u> <u>(MMBls.)</u>	<u>Recup.</u> <u>Final</u> <u>(MMBls.)</u>	<u>Fact. de</u> <u>Actual</u> <u>(%)</u>	<u>Recup</u> <u>Final</u> <u>(%)</u>
"A"	57.771	3.162	4.070	5.47	7.05
"B"	<u>24.550</u>	<u>0.007</u>	<u>0.007</u>	0.03	<u>0.03</u>
TOTAL	82.321	3.169	4.077	3.85	4.95

El promedio de producción acumulada del Reservorio Mogollón por pozo productor a Marzo 1988, es de 93.2 MBlis. de petróleo y por pozo perforado de 77.3 MBlis.

de petróleo. El volumen de Reservas Desarrolladas por pozo productor es de 119.9 MBls. de petróleo y por pozo perforado 99.4 MBls. de petróleo.

El espaciamiento entre pozos en las zonas más explotadas ha sido de 30 acres/pozo. El espaciamiento, inicialmente ha sido estimado en base a la economía de los proyectos de perforación (inversiones y reservas); el mismo que está siendo verificado mediante la historia productiva de los pozos, donde a la fecha aún no se observan interferencias entre los mismos. No se han realizado Pruebas de Interferencia entre los pozos, debido a la muy baja permeabilidad del Reservorio Mogollón. El arreglo de la ubicación de pozos ha tratado en lo posible de seguir un Modelo Uniforme Triangular, a fin de obtener un mejor drenaje del Reservorio Mogollón donde el área de drenaje asociada a cada pozo es un hexágono regular, cuyos lados se construyen uniendo triángulos equiláteros. El arreglo mencionado se conoce también como "siete puntos", ya que seis pozos se localizan en los vértices de un hexágono regular y un séptimo pozo se localiza en el centro del mismo hexágono.

4.3 Reservas No Desarrolladas

Para el Yacimiento Leones Sur, en el Reservorio Mogollón, si tomamos en cuenta el factor de Recuperación Final de cada uno de los Bloques explotados (7.05% y 0.03% respectivamente) se puede deducir que aún no se ha logrado un pleno desarrollo de esta Formación en el área.

En base a lo anterior, posible continuar desarrollo del Bloque "A" hacia el Sureste y Suroeste respectivamente y adicionalmente iniciar el desarrollo del Bloque "B", a fin de incrementar el Factor de Recuperación del Yacimiento. La ejecución de programas de perforación de desarrollo adicional en el Bloque "A", está afectado por un factor de riesgo estructural alto, debido principalmente a la compleja geología del subsuelo.

En el Bloque "B" adicionalmente a la complejidad del subsuelo, aún no se ha definido un nivel de alta saturación de agua.

Si tomamos en cuenta que en el Reservorio Mogollón el mecanismo imperante de producción es el de Gas en solución, empleando las características y propiedades sumarizadas en la Tabla N° 2, podemos estimar el

Factor de Recuperación Total para el Reservorio Mogollón en el Yacimiento Leones Sur, utilizando la Ecuación de "A Statistical Study of Recovery Efficiency", preparada por The American Petroleum Institute (API BUL D14, Oct.1967), obtenida después de una revisión de 312 Reservorios Petrolíferos.

Para un reservorio de mecanismo de producción de Gas en solución, el factor de recuperación está dado por:

$$FR = 41.815 \left\{ \phi \frac{(1-S_w)}{B_{ob}} \right\}^{0.1611} \times \left[\frac{K}{\mu_{ob}} \right]^{0.0979} \times S_w^{0.3722} \times \left[\frac{P_b}{P_a} \right]^{0.1741}$$

Donde:

- FR : Factor de Recuperación (%)
- ϕ : Porosidad efectiva (fracción)
- S_w : Saturación de Agua Promedia (fracción)
- B_{ob} : Factor de Volumen de Reservorio en el Punto de Burbuja (Bls./STB)
- K : Permeabilidad Absoluta (Darcys)
- μ_{ob} : Viscosidad del Petróleo en el Punto de Burbuja (cps)
- P_b : Presión en el Punto de Burbuja (psi)
- P_a : Presión de Abandono (psi)

Para el Reservorio Mogollón en el Yacimiento Leones Sur:

Ø	0.06	Pb	1227 psi
Sw	0.50	Pa	400 psi Bloque "A"
Bob	1.128		500 psi Bloque "B"
K	0.0018 md.		450 psi Promedio Total
µob	2.44		

Se obtiene:	Factor de Recuperación
	<u>(%)</u>
Bloque	
"A"	10.81
"B"	<u>10.39</u>
TOTAL	10.59

De lo anterior se tiene que el Factor de Recuperación Total para el Reservorio Mogollón en el Yacimiento Leones Sur calculado es 10.59%, lo que significa un volumen de Reservas Recuperables distribuidas como sigue:

Bloque	Reservas Recuperab. (MMBls.)	Reservas Desarrolladas (MMBls.)	Reservas No Desarrolladas (MMBls.)
"A"	6.245	4.070	2.175
"B"	<u>2.551</u>	<u>0.007</u>	<u>2.544</u>
TOTAL	8.796	4.077	4.719

El volumen de 4.719 MMBls. de petróleo considera que se cumplirá la interpretación geológica de las Figuras N° 3 y 8, donde adicionalmente se considera al Bloque "B" sin nivel de alta saturación de agua.

Merece indicarse que en el Bloque "A", existen (5) trabajos potenciales de reacondicionamientos que involucran 98 MBls. de petróleo y (4) pozos cerrados por falta de facilidades de producción cuya reactivación involucran 24 MBls. de petróleo, haciendo un total de 122 MBls. de petróleo a recuperarse con trabajos de reacondicionamientos y reactivación de pozos. Lo anterior indica que en el Bloque "A" quedaría un volumen de Reservas No Desarrolladas del orden de 2.053 MMBls. a extraerse por perforación adicional. En el Bloque "B", la reactivación del único pozo productor de este Bloque, permitiría recuperar 3 MBls. de petróleo, con lo cual el volumen de Reservas a extraerse por perforación adicional es de 2.541 MMBls.

5. FACTIBILIDAD DE DESARROLLO ADICIONAL

La Formación Mogollón en el Yacimiento Leones Sur, tiene una extensión aproximada de 3622 acres. No obstante, ha sido desarrollada parcialmente el Bloque "A" y en forma mínima el Bloque "B". El factor de recuperación final del

Yacimiento es 4.95 %, por lo que aun no se ha logrado un pleno desarrollo de esta Formación en el área y por lo tanto es técnicamente factible proceder con programas adicionales de desarrollo.

5.1 Perforación de Pozos Nuevos

Las zonas que aún faltan explotar en el Yacimiento Leones Sur son el Oeste y Sur-Este del Bloque "B". Considerando un espaciamiento normal para el desarrollo de la Formación Mogollón (30 acres) y el volumen de Reservas No Desarrolladas en el Yacimiento, se ha determinado un Resumen de Ubicaciones que tendrían como objetivo la Formación Mogollón como sigue:

<u>Bloque</u>	<u>Nº Ubicaciones</u>			<u>Reservas</u>		
	<u>P</u>	<u>p</u>	<u>TOTAL</u>	<u>No Desarr. - (MBls.)</u>		
	<u>P</u>	<u>p</u>	<u>TOTAL</u>	<u>P</u>	<u>p</u>	<u>TOTAL</u>
"A"	12	13	25	1040	1013	2053
"B"	---	12	12	---	2541	2541
TOTAL	12	25	37	1040	3554	4594

"P" = Probadas

"p" = Probables

Ubicación Probada

Se ha denominado Ubicación Probada a aquella ubicación que va a desarrollar Reservas Probadas,

estimadas en base a datos geológicos y de ingeniería con una razonable certeza (buen control estructural, estratigráfico y de fluidos).

Ubicación Probable

Se ha denominado Ubicación Probable a aquella ubicación que va a desarrollar Reservas Probables, estimadas en base a datos geológicos y de ingeniería similares a los usados para Reservas Probadas, pero que adolecen, por varias razones, de la certeza requerida para clasificarlas como Probadas (principalmente pobre control estructural).

En el Bloque "A", la perforación de las (12) ubicaciones probadas, incrementaría la Recuperación de Reservas No Desarrolladas en 1040 MBls. con lo que el Factor de Recuperación en este Bloque se incrementaría de 7.05 a 8.85 %. De ser exitoso lo anterior, se perforarían adicionalmente hasta (13) ubicaciones probables, lo que permitiría alcanzar el Factor de Recuperación estimado de 10.81 %. La profundidad promedio de perforación de las ubicaciones adicionales sería de 5000 pies.

Tomando en cuenta el factor de éxito pozo productor/pozo perforado (82.93 %), se tendría que de las (25) ubicaciones adicionales a perforarse, solamente

(21) serían productivas, significando que el volumen de reservas a desarrollar por pozo perforado sería de 82.12 MBls. y por pozo productor de 97.76 MBls; valores que en forma conservadora se encuentran debajo del promedio histórico del Yacimiento.

El volumen de Reservas a desarrollarse con cada una de las Ubicaciones Probadas y Probables se han estimado en base a las Reservas No Desarrolladas calculadas en la Sección 4.3, potencia a encontrar del Reservorio Mogollón (Arena Neta) y productividad de los pozos vecinos situados a un espaciamento similar.

En el Bloque "B", debido al pobre control geológico (Estructural y Estratigráfico) existente, pobre información de ingeniería (Cores y Análisis de Fluido) y adicionalmente baja productividad del único pozo productor (4997) existente en este Bloque; se ha clasificado a las Reservas No Desarrolladas como Probables. El volumen de Reservas Probables de 2.541 MMBls. ha sido estimado volumétricamente (Sección 4.3), sin considerar la complejidad estructural del subsuelo y la posibilidad de encontrar alta saturación de agua en el Reservorio Mogollón.

En el Bloque "B", a fin de disminuir el riesgo de

perforar pozos secos inicialmente se debe perforar como mínimo (2) ubicaciones probables fin de confirmar la estructura y de resultar exitosa dicha perforación, podría perforar hasta (10) ubicaciones adicionales para poder alcanzar el volumen de Reservas Recuperables estimadas para este bloque. La profundidad promedio de perforación de las ubicaciones adicionales, sería de 6400 pies.

Si en el Bloque "B", tomamos en cuenta la complejidad estructural del subsuelo y la posibilidad de encontrar Alta Saturación de Agua, tendríamos un estimado más probable del volumen de reservas a desarrollarse, mediante la siguiente fórmula:

$$N_{p + p} = N_p \times F_{estruct.} \times F_{interpretac.} \times F_{fluidos}$$

Donde:

$N_{p + p}$: Reservas Recuperables más Probables (MBls.)

N_p : Reservas Recuperables Calculadas Volumétricamente (MBls.)

$F_{estruct.}$: Factor de Exito del Cumplimiento de la Interpretación Estructural

$F_{\text{estratigr.}}$ Factor de Exito de Encontrar las Arenas Reservorios del Bloque "A", con las mismas características y calidad en el Bloque "B".

F_{fluidos} Factor de Exito de No Encontrar Alta Saturación de Agua y Obtener Buena Productividad de Petróleo.

De acuerdo a datos históricos de interpretaciones realizadas en Yacimientos de la Cuenca Talara, en este caso se puede aplicar los factores siguientes:

$F_{\text{estruct.}}$: 0.70

$F_{\text{estratigr.}}$: 0.80

F_{fluidos} : 0.60

En el Bloque "B" $N_p = 2.541$ MMbbls.

El volumen de Reservas Recuperables Más Probables sería de 0.854 MMbbls. de petróleo.

Si en el Bloque "B" tomamos en cuenta el factor de éxito pozo productor/pozo perforado, se tendría que de las (12) ubicaciones adicionales a perforarse sólo (10) serían productivas, significando que el volumen de reservas a desarrollar por pozo perforado sería de 71.2 MBbls. y por pozo productor de 85.4 MBbls.

De ser exitosa la perforación adicional en el Bloque "B", el factor de recuperación más probable a alcanzar con el desarrollo de 0.854 MMBLs (tomando en cuenta el volumen de Petróleo Original Insitu de 24.55 MMbbls) sería de 3.52%..

5.2 Reacondicionamientos

De la revisión y análisis de los historiales de cada pozo, se ha encontrado que en (5) pozos se puede hacer trabajos de aperturas de arenas adicionales en el Reservorio Mogollón en los intervalos que se muestran en la Tabla N° 8.

El éxito de la ejecución de los trabajos de reacondicionamientos identificados, significará un incremento en las Reservas Desarrolladas de 98 MBls de petróleo ó en 0.17 % el Factor de Recuperación Final estimado para el Bloque "A" y 0.01% en el Factor de Recuperación del Bloque "B".

5.3 Reactivación de Pozos

A Marzo-1988, en el Yacimiento Leones Sur se ha determinado que (5) pozos actualmente cerrados por falta de facilidades de producción; pueden ser

reactivados a producción, lo que significaría un incremento en la Recuperación Final de 27 MBls de petróleo ó el incremento de 0.04 % en el Factor de Recuperación del Bloque "B".

La relación de los pozos a reactivarse se muestran en la Tabla N° 8. La reactivación de los pozos mencionados, además de aumentar las Reservas Desarrolladas del Reservorio Mogollón; también incrementara la Recuperación Final de otros Reservorios productivos (San Cristobal, Palegreda y Parifas Inferior) en 9 MbIs de petróleo, haciendo un volumen total de recuperación adicional de 36 MBIs de petróleo.

Adicionalmente, antes de reactivarse los pozos con unidades de levantamiento artificial, es necesario efectuar una evaluación del nivel de energía actual del Reservorio Mogollón en cada uno de los pozos; los resultados de dicha evaluación determinará la conveniencia de ponerlos a producción mediante unidades de bombeo ó mediante trabajos de swab.

6. ESQUEMAS DE DESARROLLO ADICIONAL EVALUADOS

La Tabla N° 9 muestra el pronóstico de producción de las Reservas Desarrolladas Remanentes de los pozos perforados a Marzo 1988. Gráficamente se puede apreciar el

pronóstico de producción de los pozos mencionados en la Figura N° 14, donde se diferencia además la contribución y pronóstico de producción de los pozos perforados antes de 1985 así como la contribución y producción de los pozos perforados al reactivarse el desarrollo del Yacimiento entre 1985 y 1987. El límite económico considerado es de 3.6 BOPD.

En base a lo expuesto en el Capítulo anterior, se han evaluado (3) Esquemas de Desarrollo Adicional que toman como base las ubicaciones probadas, los mismos que a continuación se describen:

6.1 Caso I - Perforación de Ubicaciones Nuevas

Este Caso considera la perforación adicional de las (12) ubicaciones probadas en el Bloque "A" y adicionalmente (2) ubicaciones probables en el Bloque "B".

El factor de éxito empleado pozo productor/pozo perforado es de 82.93% (factor de éxito histórico del área); por lo que se perforarían (14) ubicaciones obteniéndose sólo (12) productivas. La identificación de las ubicaciones productivas se muestran en la Tabla N° 8.

El espaciamiento empleado entre pozos es de 30 acres/pozo. El cronograma de perforación se muestra en la Figura N° 17, donde se observa que el Equipo N° 2 perforaría (12) ubicaciones y el Equipo N° 9 (2) ubicaciones, significando un esfuerzo de perforación de 0.69 equipos-año durante un año.

6.1.1 Pronóstico de Producción

En base a la Curva de Declinación Típica elaborada para el Reservorio Mogollón, se estimó el pronóstico de producción de petróleo de las (12) ubicaciones productivas, las mismas que se presentan en la Tabla N° 10 y Figura N° 14. El incremento de reservas por la perforación de las (14) ubicaciones sería de 1040 MBls. de petróleo y se producirían durante (14) años de vida productiva, considerando un límite económico de 3.6 BOPD.

El incremento máximo de producción por la perforación se estima en 1450 BOPD. Considerando los pozos ya perforados, la producción alcanzaría un máximo de 2210 BOPD.

Teniendo en cuenta la capacidad actual de la Bateria N° 197 (1800 Bls.), será necesario ampliar su capacidad hasta 2800 Bls.

6.1.2 Requerimientos de Inversión

El monto total de inversión requerido sería de 7.018 MMUS\$. De este total, el 84.86% corresponde a la perforación y completación de las (14) ubicaciones consideradas en este caso.

La ampliación de la Bateria N° 197 para manipular 2800 BOPD, requerirá una inversión de 0.108 MMUS\$ para la adquisición de (2) múltiples (manifold) de producción de baja presión (150 psi) de 11 entradas; 2 tanques de 500 Bls. cada uno y (2) medidores de gas, uno para el separador de prueba y otro para el separador de totales.

El monto necesario para las facilidades de producción (líneas de flujo, levantamiento artificial, etc.) es de 0.955 MMUS\$.

La Tabla N° 11 muestra la distribución de las inversiones requeridas en este caso.

6.2 Caso II - Perforación de Ubicaciones Nuevas y Reacondicionamientos

Este Caso considera la perforación adicional de las (12) ubicaciones probadas en el Bloque "A", perforación de (2) ubicaciones probables del Bloque "B" y la ejecución de (5) trabajos de reacondicionamientos en pozos antiguos.

Las características en lo que se refiere a la perforación de las (14) ubicaciones adicionales y la ampliación de la Batería N° 197, serían básicamente las mismas que para el Caso I.

El factor de éxito empleado es de 82.93%, lo que significa que de la ejecución (5) reacondicionamientos, sólo (4) serían productivos. Los reacondicionamientos considerados a ejecutarse en forma exitosa se identifican en la Tabla N° B. Los trabajos de reacondicionamiento se efectuarían (2) en el año 1988 y (3) en el año 1989.

6.2.1 Pronóstico de Producción

Con la perforación de (14) ubicaciones y la ejecución de (5) trabajos de reacondicionamiento en pozos antiguos, las reservas desarrolladas se incrementarían en 1.138 MBls.

de petróleo, las mismas que se producirían durante un periodo de (14) años de vida productiva. La Tabla N° 10 y Figura N° 14 muestran los pronósticos de producción.

El incremento máximo de producción se estima en 1475 BOPD. Considerando los pozos ya perforados, la producción alcanzaría un máximo de 2235 BOPD. Igualmente en este Caso será necesario ampliar la Bateria N° 197.

6.2.2 Requerimientos de Inversión

El monto total de la inversión requerida sería de 7.386 MMUS\$. La ejecución de los (5) trabajos de reacondicionamiento requerirán una inversión de 0.368 MMUS\$; lo restante es esencialmente lo requerido para el Caso I.

La Tabla N° 11 muestra la distribución de las inversiones requeridas para este Caso.

6.3 Caso III Perforación de Ubicaciones Nuevas Reacondicionamientos y Reactivación de Pozos

Este Caso considera la perforación de (14) ubicaciones (12) probadas en el Bloque "A" y (2) probables en el Bloque "B", la ejecución de (5) trabajos de

reacondicionamiento y la reactivación de (5) pozos antiguos actualmente cerrados.

Las características en lo que se refiere a la perforación de (14) ubicaciones adicionales, ampliación de la Bateria N° 197 y la ejecución de los (5) trabajos de reacondicionamiento, serían básicamente las mismas que para el Caso II.

El factor de éxito en los trabajos de reactivación de pozos se considera en 100%, debido a que son pozos productores de petróleo cerrados por falta de facilidades de producción.

Los pozos a reactivarse, se identifican en la Tabla N° 8 y su reactivación se realizaría en el presente año.

6.3.1 Pronóstico de Producción

Con la perforación de (14) ubicaciones, la ejecución de (5) trabajos de reacondicionamiento y la reactivación de (5) pozos productores cerrados, las reservas desarrolladas se incrementarían en 1.174 MMBls. de petróleo, las mismas que producirían durante un período de (14) años de vida productiva.

La Tabla N° 10 y la Figura N° 14 muestran el pronóstico de producción.

El incremento máximo de producción se estima en 1500 BOPD. Considerando los pozos ya perforados, la producción alcanzaría un máximo de 2260 BOPD. Igualmente en este Caso, es necesario ampliar la Bateria N° 197.

6.3.2 Requerimientos de Inversión

El monto total de inversión requerida sería de 7.829 MMUS\$. La ejecución de los trabajos de reactivación de (5) pozos productores cerrados requerirá una inversión de 0.443 MMUS\$; lo restante es esencialmente lo requerido para el Caso II.

La Tabla N° 11 muestra la distribución de las inversiones requeridas para este Caso.

7. EVALUACION ECONOMICA

Los proyectos de explotación y producción petrolera, por su especial naturaleza, son considerados como de alto riesgo y por lo tanto, sujetos a una evaluación especial que los diferencia de otros proyectos.

La Evaluación Económica efectuada, se ha realizado a nivel

corporativo (nivel Empresa) y sin financiamiento.

Para el presente Estudio, gravitan (2) variables de gran importancia que inciden en la rentabilidad del proyecto:

(.) Niveles de producción en base al estimado de reservas probadas.

(.) Inversiones que se deberán efectuar para lograr dicho nivel de producción.

En la Evaluación Económica se han considerado las (3) alternativas de desarrollo descritas en el Capítulo 6.

La Tabla N° 11 contiene los estimados de inversión, tanto para perforación como producción para cada uno de los Casos planteados.

Los parámetros de Evaluación Económica considerados, son los siguientes:

(.) Precio del Crudo	:	19 US\$/bl.
(.) Gastos Operativos	:	
Variable	:	0.07 US\$/bl.
Fijo	:	4.95 MUS\$/Pozo-año
(.) Tasa Impositiva	:	35%
(.) Tasa Descuento	:	20%

7.1 Rentabilidad

Los resultados del análisis económico realizado para las (3) alternativas evaluadas, son los siguientes:

Caso I

(.) La rentabilidad del proyecto que considera la perforación de (14) ubicaciones adicionales y la ampliación de la Bateria N° 197 es:

VAN al 20% = 3.88 MMUS\$

TIR (%) = 97.58%

(.) Para la eventualidad de perforar solamente las (14) ubicaciones adicionales y no ampliar la Bateria N° 197, la rentabilidad es como sigue:

VAN al 20% = 3.959 MMUS\$

TIR (%) = 102.08%

Caso II

(.) La rentabilidad del proyecto que considera la perforación de (14) ubicaciones adicionales, ampliación de la Bateria N° 197 y la ejecución de (5) trabajos de reacondicionamiento, es la siguiente:

VAN al 20% = 4.411 MMUS\$

TIR (%) = 59.72%

(.) Para la eventualidad de efectuarse solamente los (5) trabajos de reacondicionamiento, la rentabilidad es:

VAN al 20% = 0.532 MMUS\$

TIR (%) = 144.73%

Caso III

(.) La rentabilidad del proyecto que considera la perforación de (14) ubicaciones adicionales, ampliación de la Bateria N° 197, ejecución de (5) trabajos de reacondicionamiento y efectuar la reactivación de (5) pozos productores actualmente cerrados, es la siguiente:

VAN al 20% = 4.312 MMUS\$

TIR (%) = 55.07%

(.) Para la eventualidad de efectuarse solamente la reactivación de los (5) pozos productores actualmente cerrados, es como sigue:

VAN al 20% = -0.102 MMUS\$

TIR (%) = 6.39%

Las Tablas N° 12, 13 y 14 resumen los resultados de las evaluaciones efectuadas.

7.2 Análisis de Sensibilidad

Paralelamente, para definir la sensibilidad de la rentabilidad en las (3) opciones de desarrollo, se efectúa el análisis en función de las reservas, las inversiones y precio del crudo (todas a nivel corporativo).

Los resultados fueron los siguientes:

- (a) Para el Caso I, puede concluirse que el proyecto no resultaría atractivo para la Empresa de presentarse cualquiera de las eventualidades siguientes:

Las reservas disminuyesen en 42.2%.

Las inversiones se incrementasen en 75.5%.

El precio del crudo disminuyera en 42.0%.

Por otro lado el proyecto no sería rentable para la Empresa si se presentasen simultáneamente las eventualidades siguientes:

Las reservas disminuyesen en 27.1% y las inversiones aumentasen en 27.1%.

Las reservas y el precio del crudo disminuyesen en 23.9%.

El precio del crudo disminuyese en 27% y las inversiones aumentasen en 27%.

Las reservas y el precio del crudo disminuyesen en 17.7% y las inversiones se incrementasen en 17.7%.

- (b) Para el **Caso II** puede concluirse que el proyecto no resultaría atractivo para la Empresa, de presentarse cualquiera de las eventualidades siguientes:

Las reservas disminuyesen en 44%.

Las inversiones se incrementasen en 81.9%.

El precio del crudo disminuyera en 43.9%.

Por otro lado, el proyecto no sería rentable para la Empresa, si se presentasen simultáneamente las eventualidades siguientes:

Las reservas disminuyesen en 28.6% y las inversiones aumentasen en 28.6%.

Las reservas y el precio del crudo disminuyesen en 25.2%.

El precio del crudo disminuyese en 28.6% y las inversiones aumentasen en 28.6%.

Las reservas y el precio del crudo disminuyesen en 18.7% y las inversiones se incrementasen en 18.7%.

- (c) Para el **Caso III**, puede concluirse que el proyecto no resulta atractivo para la Empresa,

de presentarse **cualquiera de** las eventualidades siguientes:

Las reservas disminuyesen en 41.9%.

Las inversiones se incrementasen en 75.5%.

- El precio del crudo disminuyera en 41.7%.

Por otro lado, el proyecto no sería rentable para la Empresa, si se presentasen simultáneamente las eventualidades siguientes:

Las reservas disminuyesen en 26.9% y las inversiones aumentasen en 26.9%.

Las reservas y el precio del crudo disminuyesen en 23.7%.

El precio del crudo disminuyese en 26.9% y las inversiones aumentasen en 26.9%.

Las reservas y el precio del crudo disminuyesen en 17.6% y las inversiones se incrementasen en 17.6%.

Los resultados indicados en los párrafos anteriores, también se muestran en las Tablas **Nº 12, 13 y 14** y Figuras Nº 18, 19 y 20.

8. CONSIDERACIONES ADICIONALES

Al ejecutarse cualquiera de los (3) programas adicionales evaluados, se perforarán las (12) ubicaciones probadas del Bloque "A" y (2) ubicaciones probables del Bloque "B" y de obtenerse los resultados estimados; es posible la perforación adicional de por lo menos (31) ubicaciones por la Formación Mogollón en el Yacimiento Leones Sur. Se recuerda que estas ubicaciones están consideradas actualmente como probables.

En base a la energía actual del reservorio, el peso del fluido de perforación no debe exceder de 10 lbs/gal.

Los trabajos de estimulación con fracturamiento, deben incluir como fluido fracturante crudo, y en ningún caso agua tratada, salvo que antes se realicen Pruebas de Susceptibilidad y demuestren que es factible su empleo.

Es necesaria la ejecución de Pruebas de Presión (BHP) con herramientas que efectúen cierres en el fondo para evaluar el nivel de energía actual del Reservorio Mogollón a nivel del Yacimiento.

Terminados los trabajos de estimulación, es necesario disponer inmediatamente de Unidades de Levantamiento Artificial (Unidades de Bombeo) para garantizar los pronósticos de producción esperados.

Tomar las acciones en forma oportuna para no exceder el tiempo máximo de 45 días/pozo que se está considerando en el presente Estudio. Esta acción facilitará la evaluación de los resultados de la perforación adicional corto plazo.

Instalar las facilidades de producción mínimas requeridas para que los pozos (después de asignado el RPI), sean medidos por lo menos tres veces por mes y se obtenga la información necesaria para el control de la explotación del Yacimiento.

8.1 Mantenimiento de Presión

Considerando las saturaciones de petróleo residual, después de la producción primaria de los dos Bloques, mostradas en la Tabla N° es conveniente continuar con estudios más detallados, a fin de confirmar los cálculos de petróleo insitu y con ello la saturación actual de petróleo; sin embargo, en Formación Mogollón del Yacimiento Leones Sur un factor positivo importante el alto ángulo de buzamiento

estratigráfico (21°), que lo convierte en un prospecto potencial para efectuar un proyecto de mantenimiento de presión por inyección de agua. El alto ángulo de buzamiento permite que el frente de avance diferenciado, ya que la gravedad asistirá en la segregación gravitacional de las fases gaseosas y líquidas, mejorando la recuperación de petróleo.

El factor negativo para el mantenimiento de presión en el Reservorio Mogollón, es que a la fecha no se tiene una definición precisa sobre la geometría del reservorio, ya que la interpretación estructural y el mapa de arena neta han sido confeccionados en base a información existente y falta aún continuar el desarrollo de los Bloques "A" y "B" y por lo tanto no se tiene la certeza de la continuidad de las arenas reservorio productivas a nivel Yacimiento.

8.2 Recuperación Secundaria

En forma similar al mantenimiento de presión, el factor limitante para un proyecto de inyección de agua o gas es la definición de la geometría de la Formación Mogollón en el Yacimiento Leones Sur.

Adicionalmente, en el área en estudio, no se dispone de un núcleo continuo de donde se puede obtener información fidedigna de los parámetros petrofísicos de la roca reservorio. Al mismo tiempo, la historia de presiones con que se dispone no es completa y puede conllevar a resultados anormales.

En base a lo expuesto, antes de evaluar y elaborar un proyecto de inyección de agua o gas, es necesario el análisis de toda la información que se obtenga como resultado del presente Estudio.

Para el caso de inyección de agua, deberá previamente, realizarse estudios de:

- (.) Buzamiento de las arenas reservorios.
- (.) Detalle de la estratigrafía, sedimentología y estructura de los Bloques.
- (.) Compatibilidad de agua y Pruebas de Susceptibilidad.
- (.) Revisión del estado mecánico de cada uno de los pozos.

9. CONCLUSIONES

(1) La configuración estructural característica del Yacimiento Leones Sur en la Formación Mogollón, es la de dos grandes Bloques estructurales limitados por fallas de gran desplazamiento vertical, lo que a su vez están formados por bloques pequeños limitados por fallas menores, que dificultan la interpretación geológica y por ende la de ingeniería de reservorios.

(2) En el Yacimiento Leones Sur, el principal Reservorio productivo es Mogollón. Este Reservorio tiene un espesor promedio de 850 pies y está constituido por arenas reservorio de regular a buena calidad; no se ha confirmado su variación lateral, y tiene una extensión de 3622 acres, cuyo desarrollo aún no ha sido completado.

La información volumétrica y el estado actual de explotación del Reservorio Mogollón es como sigue:

Bloque	Petróleo	Petróleo	Recuper.	Factor de	
	Orig. Is.	Produc.	Final	<u>Recuperación</u>	
	(MMBls.)	(MMBls.)	(MMBls.)	Actual	Final
				(%)	(%)
"A"	57.771	3.162	4.070	5.47	7.05
"B"	<u>24.550</u>	<u>0.007</u>	<u>0.007</u>	<u>0.03</u>	<u>0.03</u>
TOTAL	82.321	3.169	4.077	3.85	4.95

Se aprecia, por los bajos factores de recuperación, que aún no se ha logrado un pleno desarrollo del Reservorio. En consecuencia, es técnicamente factible proceder con programas adicionales de desarrollo.

- (4) La producción total del Yacimiento a Marzo 1988, con el aporte productivo de (27) pozos es de 1575 BOPD x 225 BOPD x 881413 SCFGPD.
- (5) Basados en el acreaje por desarrollar, calidad y continuidad de la roca reservorio y factores de riesgo estructural, se ha determinado para el Yacimiento Leones Sur, un inventario de ubicaciones como sigue:

Bloque	N° Ubicaciones			Reservas		
				No Desarr. - (MBls.)		
	<u>P</u>	<u>p</u>	<u>TOTAL</u>	<u>P</u>	<u>p</u>	<u>TOTAL</u>
"A"	12	13	25	1040	1013	2053
"B"	--	12	12	--	854	854
TOTAL	12	25	37	1040	1867	2907
"P" = Probadas						
"p" = Probables						

- (6) En el Bloque "A", la perforación de las (12) ubicaciones probadas incrementaría el factor de recuperación final del Bloque de 7.05% a 8.85%. De resultar exitoso el programa anterior, se

perforarían adicionalmente hasta (13) ubicaciones, con lo que se alcanzaría el factor de recuperación estimado de 10.81%. La profundidad promedio de perforación sería de 5000 pies.

- (7) En el Bloque "B", tomando en cuenta la complejidad estructural del subsuelo y el factor de riesgo por fluidos, se podría recuperar un volumen de reservas más probables del orden de 0.854 MMBls. de petróleo, con la perforación adicional de hasta 10 ubicaciones. El factor de recuperación final del Bloque sería de 3.52%. La profundidad promedio de perforación sería de 6400 pies.

Con la perforación adicional de (25) ubicaciones en el Bloque "A" y (12) ubicaciones en el Bloque "B", se podría alcanzar un factor de recuperación más probable a nivel Yacimiento del orden de 8.5%.

- (9) La declinación de la producción del Reservorio Mogollón es de tipo hiperbólica al inicio de su vida productiva, variando luego al tipo exponencial.
- (10) Se han evaluado tres esquemas de desarrollo adicional del área en estudio. En el primer caso (Caso I), el cual considera la perforación de (14) ubicaciones (12

probadas y 2 probables) y la ampliación de la Bateria N° 197, con lo cual la recuperación final se incrementaría en 1.04 MMBls.. Para ello, se requerirá una inversión de 7.018 MMUS\$. La producción máxima sería de 1450 BOPD, con un esfuerzo de perforación de 0.69 equipo-año.

En el segundo caso (Caso II), se ha considerado esencialmente el Caso I y la ejecución de (5) trabajos de reacondicionamiento en pozos actualmente productores. Bajo esta opción, la recuperación final se incrementará en 1.138 MMBls.. Para ello, se requerirá una inversión de 7.386 MMUS\$. La producción máxima sería de 1475 BOPD, con igual esfuerzo de perforación del Caso I.

En el tercer caso (Caso III), se ha considerado esencialmente el Caso II y la reactivación de (3) pozos productores actualmente cerrados. Bajo esta opción, la recuperación final se incrementará en 1.174 MMBls.. Para ello se requerirá de una inversión de 7.829 MMUS\$. La producción máxima sería de 1500 BOPD, con igual esfuerzo de perforación del Caso I.

(11) Los resultados económicos de las opciones de desarrollo evaluadas indican lo siguiente:

Opción Evaluada	Pozos Nuevos	Trabajos Reacond.	Trabajos Reactiv.	Parâmet. Econ. Nivel Empresa	
				al 20% (MMUS\$)	VAN/Inv (%)
Caso I	14	-	-	3.880	55.28
Caso II	14	5	-	4.411	59.72
Caso III	14	5	5	4.312	55.07

Para medir y considerar cobertura por riesgo, se ha efectuado análisis de sensibilidad a la inversión, producción y precio del crudo, determinándose que los casos evaluados continúan siendo rentables aún en las condiciones siguientes:

Caso	Parâmetro de Variación	Màximo Incremento o Disminución Permisible	
		(%)	Cantidad
I	Inversión	+75.3	+ 5298.8 MUS\$
	Reservas	-42.2	- 438.8 MBls.
	Precio Crudo	-42.0	- 8.0 US\$
II	Inversión	+81.9	+ 6049.07 MUS\$
	Reservas	-44.0	- 500.7 MBls.
	Precio Crudo	-43.9	- 8.3 US\$
III	Inversión	+75.5	+ 5911.1 MUS\$
	Reservas	-41.9	- 491.9 MBls.
	Precio Crudo	-41.7	- 7.9 US\$

(12) Considerando el análisis económico efectuado cada uno de los Casos estudiados, sería recomendable implementar el Programa de Desarrollo Adicional del Caso II, por las siguientes razones:

Mayor VAN al 20%.

Mayor cobertura por riesgo de:

- (.) Incremento de la inversión.
- (.) Disminución de las Reservas.
- (.) Disminución del Precio del Crudo.

Recuperación de un volumen de Reservas e incremento en la producción similar al Caso III, donde para su ejecución se necesitaría mayor inversión.

10. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- (1) API BUL D14. "A Statistical Study of Recovery Efficiency"
API - 1967
- (2) Arnao, J. "Evaluación Geológica Reservorio Mogollón en el Yacimiento Leones"
Petroperú - 1980
- (3) Carozzi, A. "Modelos Deposicionales para los Sistemas de Mogollón, Parímas y Cabo Blanco, de la Cuenca Talara, NO del Perú"
Negritos - Perú - 1975
- (4) Carrillo, L. "Determinación de Correlaciones entre Permeabilidades al Aire y Presiones Capilares al Mercurio"
Petroperú - 1985
- (5) Lee, J. "Well Testing"
SPE - 1982.

- (6) González, G. "Síntesis Bioestratigráfica de La Brea y Pariñas" Petroperú - 1970
- (7) INLAB S.A. "Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el Yacimiento Leones, Formación Pariñas Inferior" Petroperú - 1981
- (8) Matthews - Russell "Pressure Buildup and Flow Tests in Wells" SPE - 1967
- (9) Montoya, A. Orè, J. "Evaluación Geológica del Area Leones Sur - Cuesta, NO del Perú" Petroperú - 1985
- (10) Nauss, A. "Origin of Oil, La Brea y Pariñas Estate" Talara - 1946

(11) Ochoa, A.

"Evaluación Geológica del
Paleozoico del Noroeste del
Perú"

Petroperú - 1983

(12) Suárez, L.

"Costos y Límites Económicos
de Producción en el Noroeste
del Perú"

Petroperú 1986